

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العلي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

Université Mohamed Khider - Biskra
Faculté des Sciences et de la technologie
Département: Genie Electrique
Réf :



جامعة محمد خيضر بسكرة
كلية العلوم و التكنولوجيا
قسم : الهندسة الكهربائية
المرجع :

Mémoire présenté en vue de l'obtention
Du Diplôme de
Magister en Electrotechnique
Option : Electricité industrielle

Commande Optimale d'un Système de Génération Photovoltaïque Hybride

Présenté par :

TIAR Mourad

Soutenue publiquement le : 10 / 10 /2011.

Devant le jury composé de :

Dr.M.T.BENCHOUIA	Maitre de conférences.	Président	Université de Biskra
Dr.Achour BETKA	Professeur	Rapporteur	Université de Biskra
Dr.Arezki MENACER	Maitre de conférences.	Examineur	Université de Biskra
Dr.Said DRID	Maitre de conférences.	Examineur	Université de Batna

Remerciements

Je remercie vivement Dieu le tout puissant car c'est grâce à sa volonté que j'ai réussi de terminer mon travail et arriver à ce point .

Je tiens à exprimer mes vifs remerciements à mon encadreur Monsieur : **Dr. BETKA Achour** professeur à l'université de Mohamed KHEIDER Biskra pour avoir dirigé mon travail, son encadrement et surtout ses conseils, son aide m'ont toujours été précieux malgré toutes les difficultés liées à l'encadrement d'un mémoire, à son emploi de temps souvent sur chargé.

Je suis particulièrement reconnaissant à Monsieur le Président de jury de m'avoir fait l'honneur de présider ce jury.

Egalement, mes remerciements les plus vifs vont aux membres jury pour avoir accepté de juger ce travail.

J'exprime aussi mes vifs remerciements au Directeur du laboratoire LGEB de Biskra Monsieur ZOUZOU Saleh Eddine pour les facilités et la mise à disposition des moyens du laboratoire .

Enfin, je tiens remercier également tous les enseignants qui m'ont aidé de prêt ou loin pour réaliser ce travail et tous mes amis.

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE	1
------------------------------------	----------

CHAPITRE 1 : GENERALITES SUR LES SYTEMES D'ELECTRIFICATIONS RENOUVELABLES

1-1 Introduction	4
1-2 Energie électrique photovoltaïque	5
1-2-1 Considération générales sur les sources d'énergie renouvelable	5
1-2-2 Définition des systèmes hybride.....	6
1-2-3 Avantage et inconvénients d'un système hybride	7
1-3 Architecture à bus continu	7
1-4 Architecture à bus continu	8
1-5 Conclusion	15

CHAPITRE 2 : MODELISATION DU SYSTEME DE GENERATION

PHOTOVOLTAIQUE

2-1 Introduction	16
2-2 Modèle du générateur photovoltaïque	16
2-2-1 Mise en équation du générateur photovoltaïque	17
2-2-2 Influence de l'éclairement et la température sur la caractéristique I-V	18
2-3 Modèle de la pile à combustible PEM	21
2-3-1 Introduction	21
2-3-2 Modèle électrique	21
2-3-3 Bilan thermique du système pile à combustible	22
2-3-4 influence de la température et de la pression partielle en O ₂	24
2-4 Modèle de l'électrolyseur	24
2-4-1 Bilan thermique du système électrolyseur	26
2-4-2 influence de la température et de la pression partielle en O ₂	27
2-5 Modèle dans l'espace d'état moyen des convertisseurs statiques	28
2-5-1 Modèle mathématique moyen du hacheur survolteur	28
2-5-2 Modèle dans l'espace d'état moyen du hacheur dévolteur	34

2-5-3 Modèle moyen de l'onduleur monophasé	37
2-6 Dimensionnement des sources utilisées	41
2-6-1 Introduction	41
2-6-2 Hypothèse de dimensionnement pour les composants de stockage	41
2-6-3 Dimensionnement du champ PV	41
2-7 Conclusion	46
 CHAPITRE 3 : DESCRIPTION DES APPROCHES DE COMMANDE	
3-1 Introduction	47
3-2 Description des modes de fonctionnement	49
3-2-1 Mode 1 (MPPT et source d'appoint)	49
3-2-1 Mode 2 (stockage de gaz)	64
3-2-1 Mode 1 (régulation de puissance)	66
3-3 Régulation de la température de la pile	69
3-2 Conclusion	71
 CHAPITRE 4 : RESULTATS DE SIMULATIONS	
4-1 Introduction	72
4-2 Description et principe de fonctionnement du superviseur intelligent	72
4-3 Résultats de simulations	76
4-5 Conclusion	96
CONCLUSION GENERALE	97
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	98

Liste des symboles utilisés

N°	Symboles	Désignation
1	R_S	Resistance series (Ω)
2	R_{sh}	Resistance shunt (Ω)
3	I	Courant du module (A)
4	I_{cc}	courant de court circuit (A)
5	I_o	courant de saturation de la diode inverse (A)
6	V	tension du module (V)
7	V_{oc}	tension à circuit ouvert (V)
8	V_{th}	tension thermique (V)
9	I_{op}	courant optimum (A)
10	V_{op}	tension optimale (V)
11	N_S	Nombre de modules en série
12	N_P	Nombre de branches en parallèle
13	V_{cell}	tension d'une cellule (V)
14	J	densité de courant (A/m^2)
15	E_{oc}	tension à circuit ouvert de la cellule (V)
16	T_{ref}	température de référence ($^{\circ}K$)
17	T	température ($^{\circ}K$)
18	P_{O_2}	Pression d'oxygène (bar)
19	$F(i)$	Flux molaire de gaz i (mole/s)

20	n_s	nombre de cellule
21	η_F	rendement faradique
22	n	nombre de moles d'électrons échangés par mole d'eau ($n = 2$ pour H_2 , $n = 4$ pour O_2).
23	$C_P(i)$	capacité molaire calorifique du gaz i ($J.mole^{-1}.K^{-1}$)
24	T_{Pile}	Température de la pile (K)
25	T_{amb}	Température ambiante (K)
26	P_{th}	puissance thermique (W)
27	φ_{gaz}	flux évacué par les gaz (W/K)
28	φ_{ext}	flux échangé avec l'extérieur par la pile
29	φ_{ech}	flux échange dans un échangeur par la pile (w/K)
30	U	Tension d'une cellule (V)
31	U_{th}	Tension thermo neutre d'une cellule (V)($U_{th}=1.48V$)
32	H_{ext}	coefficient d'échange avec l'extérieur (W.K-1)
33	$T_{élec}$	Température de l'électrolyseur (K)
34	θ	variation de température (K)
35	η	rendement faradique
36	I_L	Courant de la bobine (A)
37	V_c	Tension au borne de capacité (V)
38	$V_{c,ref}$	Tension au borne de capacité de référence (V)
39	I_{ch}	Courant de charge (A)

40	V_e	Tension d'entrée (V)
41	V_S	Tension de sortie (V)
42	V_{bus}	Tension de bus continu (V)
43	V_{ref}	Tension de référence (V)
44	R	Résistance de charge (Ω)
45	P_{nomel}	Puissance nominale de système électrolyseur (W)
46	P_{max}	Puissance maximale (W)
47	P_{nomfc}	Puissance nominale de système pile à combustible (W)
48	$P_{max,charge}$	Puissance maximale de charge (W)
49	E_{PV}	Energie produit par un générateur photovoltaïque (KWh)
50	$A_{PV,toatle,m}$	Surface total du générateur photovoltaïque (m^2)
51	η_{gen}	Rendement de générateur photovoltaïque
52	G_{in}	Irradiation solaire sur plan incliné (KWh/ m^2)
53	E_L	Energie demandé par la charge (KWh)
54	N_{PV}	Nombre de modules
55	$A_{PV,r}$	Surface totale retenue
56	α_{ond}	rapport cyclique de l'onduleur
57	α_{pv}	rapport cyclique de GPV
58	α_{pile}	rapport cyclique de la pile
59	α_{elec}	rapport cyclique de l'électrolyseur
60	α_{reg}	rapport cyclique de GPV en mode régulation de puissance

61	P_{PV}	Puissance de GPV(W)
62	P_{Pile}	Puissance de la pile à combustible(W)
63	P_{el}	Puissance de l'électrolyseur(W)
64	$P_{pile,ref}$	Puissance de la pile de référence (W)
65	$P_{el,ref}$	Puissance de l'électrolyseur de référence (W)
66	P_{ch}	Puissance de la charge (W)
67	V_L	Tension aux bornes de la bobine (V)
68	V_{PV}	Tension de GPV (V)
69	$V_{PV,ref}$	Tension de référence du GPV (V)
70	V_{pile}	Tension de la pile (V)
71	V_{el}	Tension de l'électrolyseur (V)
72	I_{pv}	courant du GPV (A)
73	$I_{pv,ref}$	courant de référence du GPV (A)
74	$I_{pile,ref}$	courant de la pile de référence (A)
75	$I_{ele,ref}$	courant de l'électrolyseur de référence (A)
76	$I_{pv,m}$	Courant à la sortie de GPV (A)
77	$I_{pile,m}$	Courant à la sortie de la pile (A)
78	$I_{el,m}$	Courant à la sortie de l'électrolyseur (A)
79	P_{sref}	puissance de référence (W)
80	P_f	puissance fictif (W)
81	V_{ch}	Tension de charge (V)

Introduction Générale

Introduction générale :

De nos jours, la production mondiale d'énergie est réalisée à 74 % à partir de combustibles fossiles (pétrole, charbon et gaz), à 20 % par les énergies renouvelables (hydraulique, biomasse, solaire, éolien) et à 6 % par le nucléaire [1]. De nombreuses études sur l'appauvrissement des ressources fossiles convergent vers le résultat suivant : la quantité d'énergie fossile disponible diminuera à l'horizon 2010-2020 [13] et sera épuisée avant la fin de ce siècle. Notre avenir énergétique doit se baser sur les énergies nucléaires et renouvelables.

Les ressources renouvelables sont variées et inépuisables. Leur conversion en énergie thermique, chimique ou électrique présente peu de dangers humains et écologiques. De plus, la production peut être centralisée ou décentralisée. En revanche, elle se caractérise par un rendement relativement faible, un coût important et une intermittence de la ressource. Des systèmes utilisant l'énergie solaire, éolienne, hydraulique ainsi que la biomasse fonctionnent dans de nombreuses régions du monde. Ils deviennent de plus en plus efficaces et rentables. Mais l'utilisation des ressources renouvelables, en dehors des grands hydrauliques, reste généralement limitée aux sites isolés où le coût des systèmes renouvelables devient compétitif par rapport aux autres moyens de production d'électricité du fait de l'acheminement très coûteux de l'électricité.

Il existe de nombreux sites isolés dans le monde, alimentés par des systèmes autonomes de génération d'électricité. Ces générateurs utilisent les sources renouvelables locales. On y trouve des panneaux photovoltaïques, des éoliennes et des micros turbines. L'électricité provenant des sources renouvelables est intermittente, dépendante des conditions climatiques.

Ces générateurs renouvelables sont couplés à un système de stockage

assurant une disponibilité en continu d'énergie.

Le générateur renouvelable sélectionné pour notre étude est un champ photovoltaïque (PV). Généralement, le stockage est assuré par des batteries. Ces systèmes, appelés systèmes PV-Batteries, sont actuellement une des solutions les plus utilisées. Les batteries ont de très bons rendements, de l'ordre de 80-85 %, et un prix très compétitif, si l'on considère la technologie plomb.

Pour améliorer les systèmes PV-Batteries tout en conservant leur qualité de respect de l'environnement, une idée, apparue dans les années 90, est d'utiliser l'hydrogène pour stocker l'énergie à long terme. En effet, le gaz peut être produit par un électrolyseur, stocké sans perte importante quelle que soit la durée du stockage, puis converti en électricité dans une pile à combustible. Ces systèmes, appelés Solaire-Hydrogène ou PV-Hydrogène, présentent de nombreux avantages. Sans pièce en mouvement, l'électrolyseur et la pile à combustible ne produisent que très peu de bruit. De plus, on attend de ces composants une grande fiabilité, peu de contraintes de fonctionnement et une maintenance limitée. Cependant, l'utilisation de l'hydrogène comme stockage d'énergie augmente la complexité des installations. De nombreuses recherches ont été menées sur les systèmes Solaire-Hydrogène. Ces études se sont heurtées à la faible maturité des électrolyseurs et des piles à combustible.

Le travail effectué dans ce mémoire traite la modélisation et l'optimisation d'un système de génération photovoltaïque autonome à système de stockage par hydrogène destiné à l'électrification de 10 foyers.

- Le travail cible pour objectifs :
 1. Le développement d'un gestionnaire d'énergie intelligent permettant une permutation souple des différents modes de fonctionnement.
 2. L'application d'un ensemble d'algorithmes intelligents permettant la commande des différents sous-systèmes.

Ainsi ce mémoire est divisé en quatre chapitres :

- ✚ Le premier chapitre, est consacré à présenter des généralités Sur les systèmes d'électrification renouvelable.
- ✚ Le deuxième chapitre décrit une modélisation mathématique des différents sous-systèmes constituants.
- ✚ Dans la troisième chapitre, on décrit Les approches de commande optimale du système, et ce en appliquant un ensemble d'algorithmes robuste issues de théorie de contrôle.
- ✚ Le quatrième chapitre présente en début une description du gestionnaire d'énergie proposé, et une série de simulation décrivant les performances du système seront présentées par la suite.

Chapitre 1

Généralités sur les Systèmes

D'électrification Renouvelable

1-1 Introduction :

La plupart de l'électricité produite dans le monde (82 %, [2], [3]) provient de la décomposition de combustibles fossiles (pétrole, charbon ou gaz naturel) ou de combustibles nucléaires. Bien que le gisement planétaire des combustibles fossiles soit très large, il est néanmoins limité. De plus, leur renouvellement n'est pas observable à l'échelle temporelle de l'homme. Enfin, l'impact environnemental de ces modes de production d'électricité est notable, comme la production de gaz à effet de serre tel que le gaz carbonique (CO₂) ou de déchets radioactifs.

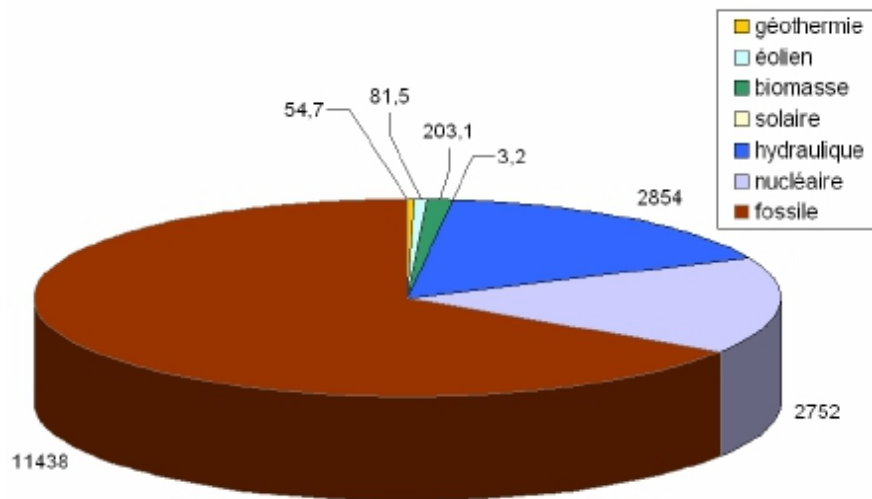


Fig (1-1) : répartition des ressources sur la production mondiale d'électricité en 2004(17390TWhau total) [2].

L'utilisation de sources propres et renouvelables semble apporter une réponse convaincante mais partielle au problème énergétique actuel. L'hydroélectricité existe depuis près d'un siècle et constitue environ 16 % de la production mondiale d'électricité. Néanmoins, ce mode de production reste centralisé et localisé aux endroits où le potentiel présente un intérêt économique. En France, tous les sites répondant à ces critères sont déjà exploités. Ses perspectives de développement sont donc limitées.

Le concept d'« électricité décentralisée » (production de l'électricité sur le

lieu même de son utilisation), a encouragé le développement des moyens de production d'origine renouvelable. La tendance actuelle montre que l'intégration de ce type de ressources dans les systèmes électriques isolés (systèmes insulaires, réseaux villageois) se fait en association avec l'utilisation des ressources conventionnelles, tels les générateurs diesel. Enfin, l'ajout d'un dispositif de stockage d'énergie est parfois nécessaire pour assurer la continuité de la fourniture électrique à l'utilisateur, quand la ressource renouvelable ne peut le faire.

1-2 Energie électrique photovoltaïque :

1-2-1 Considérations générales sur les sources d'énergie

renouvelables :

Il existe différentes sources d'énergie renouvelables disponibles sur la planète dont les principales sont : l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, la biomasse et la géothermie. Elles peuvent être converties, selon les besoins, en électricité ou en chaleur. La cogénération d'électricité et de chaleur est possible dans le cas de la géothermie, de la biomasse et de l'énergie solaire. Depuis les années 1990, les énergies renouvelables (autres que l'hydroélectricité) connaissent un essor important. Depuis 1994 dans l'Union Européenne, le taux de croissance annuel pour l'éolien est d'environ 34 % et d'environ 30 % pour le solaire (principalement pour des applications connectées au réseau) [5]. Fin 2004, la puissance éolienne installée en Europe s'élève à 34,4 GW et la puissance crête photovoltaïque s'élève à 1,1 GW crête (voir Tableau (1-1)). Les politiques de développement durable mises en place dans le monde ont permis une meilleure exploitation du vaste potentiel que représentent les ressources renouvelables. L'indépendance énergétique, couplée à la diminution des émissions de gaz à effet de serre et la volonté de diversification des ressources, ont été les moteurs d'un développement industriel très conséquent, permettant d'initier des filières nouvelles tout en soutenant des technologies plus matures. Les perspectives économiques du domaine des énergies renouvelables sont en outre

confortées par le contexte d'appauvrissement des énergies fossiles.

Ressource renouvelable	Capacité installée / Production d'électricité dans l'Union Européenne
Eolienne	34,4 GW / 57 TWh
Solaire	Photovoltaïque : 1,1 GW _{crête} (dont 92 % connectés au réseau) / 650 GWh _e
	Thermique : 10,7 GW _{th} ³ (15 millions de m ²)
Géothermie	électricité : 0,8 GW _e ⁴ / 5,5 TWh _e chaleur : 2 GW _{th}
Petite hydraulique (installations de taille < 10 MW)	11,6 GW
Biomasse	Bois : 55,4 Mtep ⁵ ; électricité : 34600 GWh _e chaleur : 435000 GWh _{th}
	Biogaz (valorisation des déchets)

Tableau(1-1) : bilan des ressources d'énergie renouvelable dans l'union européenne fin 2004 [2],[4]

GW_{th} :gigawatts thermiques ,GW_e :gigawatts électriques ,Mtep :mégatonnes équivalent pétrole.

1-2-2 Définition des systèmes hybrides :

Les systèmes d'énergie hybride associent au moins deux sources d'énergie renouvelable aussi une ou plusieurs sources d'énergie classiques [5], [6], [7]. Les sources d'énergie renouvelable, comme le photovoltaïque et l'éolienne ne délivrent pas une puissance constante, mais vu leurs complémentarités, leur association permet d'obtenir une production électrique continue. Les systèmes d'énergie hybrides sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans les régions isolées [8], [9].

Le but d'un système d'énergie hybride est de produire le maximum d'énergie à partir des sources d'énergie renouvelable pour satisfaire la demande de la charge. En plus des sources d'énergie, un système hybride peut aussi incorporer un système de distribution à courant continu, un

système de distribution à courant alternatif, un système de stockage, des convertisseurs, des charges et une option de gestion des charges ou un système de supervision. Toutes ces composantes peuvent être connectées en différentes architectures (voir figure (1.2) et (1-3)). Les sources d'énergie renouvelable peuvent être connectées au bus continu ou alternatif en fonction de la dimension du système [9].

La puissance délivrée par les systèmes hybrides peut varier de quelques watts pour des applications domestiques jusqu'à quelque mégawatt pour les systèmes utilisés dans l'électrification de petits villages. Ainsi, les systèmes hybrides utilisés pour des applications de très faible puissance (en dessous de 5 kW) alimentent généralement des charges à courant continu. Les systèmes plus grands, ayant une puissance supérieure à 100kW, connectés sur le bus à courant alternatif, sont conçus pour être connectés aux grands réseaux interconnectés [10].

1-2-3 Avantages et inconvénients d'un système hybride :

Avantages :

- Non dépendant d'une seule source d'énergie.
- Flexible, extensible et capable de satisfaire des charges évolutives.
- Exploitation simple, travaux de maintenance et de révision réduits.
- Rentabilité, Faible coût lié au cycle de vie des composants du système hybride.

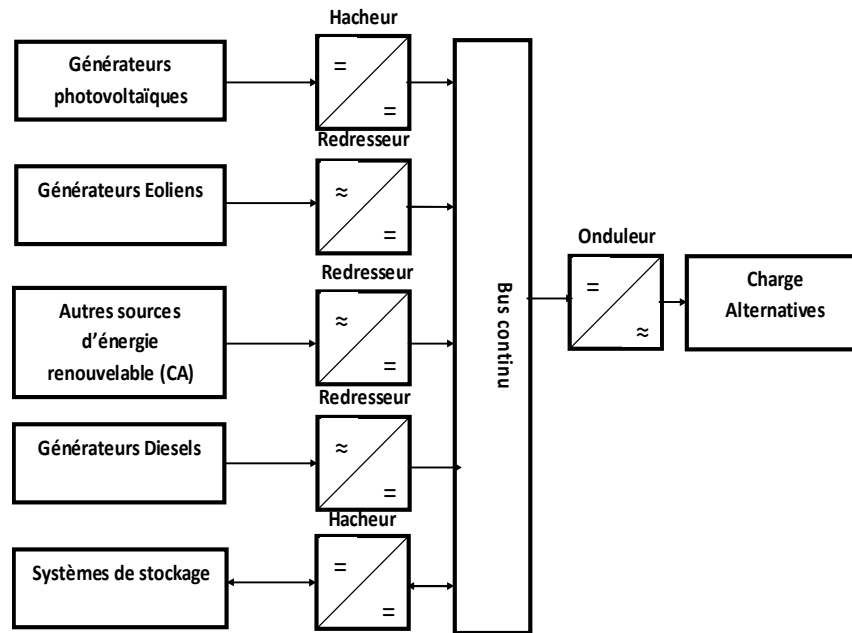
Inconvénients :

- Plus complexe que les systèmes mono source et nécessite du stockage.
- Coût capital élevé comparé aux générateurs diesel

1-3 Architecture à bus continu :

Dans le système hybride présenté dans la figure suivante, la puissance fournie par chaque source est centralisée sur un bus continu. Ainsi, les systèmes de conversion d'énergie à courant alternatif (CA) fournissent d'abord leur puissance à un redresseur pour être convertie ensuite en courant continu (CC). Les générateurs sont connectés en série avec

l'onduleur pour alimenter les charges alternatives. L'onduleur doit alimenter les charges alternatives à partir du bus continu et doit suivre la consigne fixée pour l'amplitude et la fréquence. Les batteries sont dimensionnées pour alimenter des pics de charge. L'avantage de cette topologie est la simplicité de commande. le schéma (1-2) montre la configuration du système hybride à bus continu.



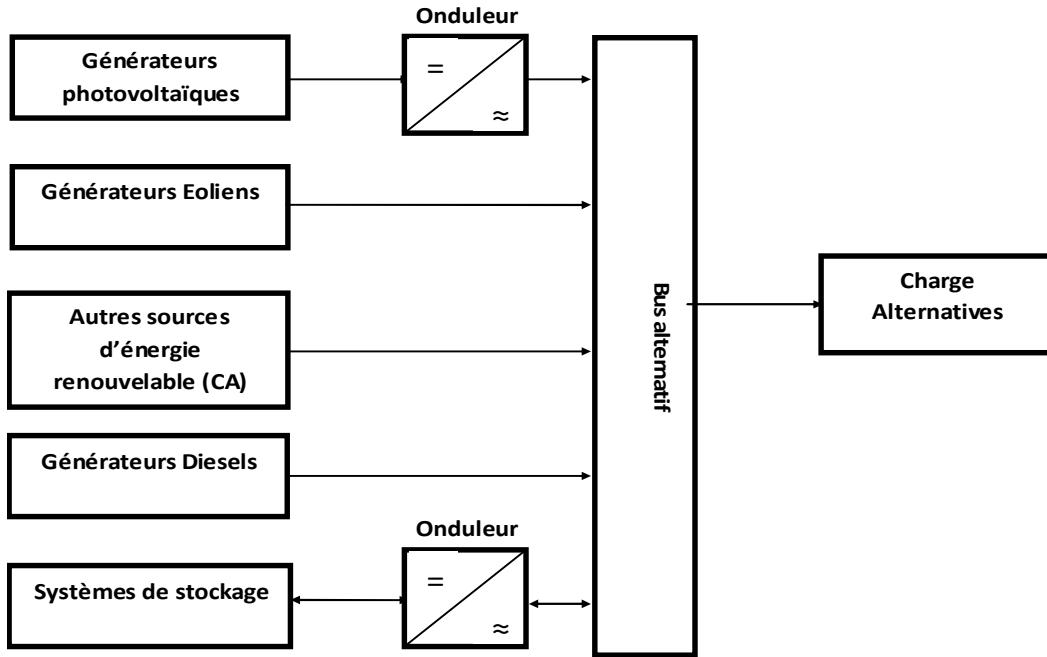
Fig(1-2) : configuration du système hybride à bus continu

1-4 Architecture à bus alternatif :

Dans cette topologie, tous les composants du système hybride sont reliés à la charge alternative, comme montrée sur la figure (1.3). Cette configuration présente des performances supérieures par rapport à la configuration antérieure, puisque chaque convertisseur peut être synchronisé avec son générateur de sorte qu'il puisse alimenter la charge indépendamment et simultanément avec les autres convertisseurs [12], Ceci offre une flexibilité pour que les sources d'énergie puissent satisfaire la demande de la charge. Dans le cas d'une faible demande de charge, tous les générateurs et les systèmes de stockages sont à l'arrêt sauf par exemple le générateur photovoltaïque, pour couvrir la demande de la charge. Cependant, pendant les fortes demandes de charge ou les heures de pointes les générateurs et les unités

de stockage fonctionnent en parallèle pour couvrir la demande de la charge.

La réalisation de ce système est relativement compliquée à cause du Fonctionnement parallèle, en synchronisant les tensions de sortie avec les tensions de charge [9]. La configuration adaptée dans notre travail est celle à bus continu.



Fig(1-3) : configuration du système hybride à bus alternatif

Dans notre système à étudié (Figure 1-4), le champ photovoltaïque (PV) alimente directement l'utilisateur. L'excédent solaire est stocké sous forme chimique. Un électrolyseur (EL) dissocie l'eau en hydrogène et oxygène. Le gaz est stocké sans perte quel que soit le temps de stockage. Lorsque le champ solaire ne peut pas fournir la totalité de la demande d'électricité, la pile à combustible est connectée. Elle régénère l'électricité stockée en recombinaison l'hydrogène et l'oxygène. La pile à combustible (ou FC pour Fuel Cell) produit de l'eau pure qui est stockée pour approvisionner l'électrolyseur [13].

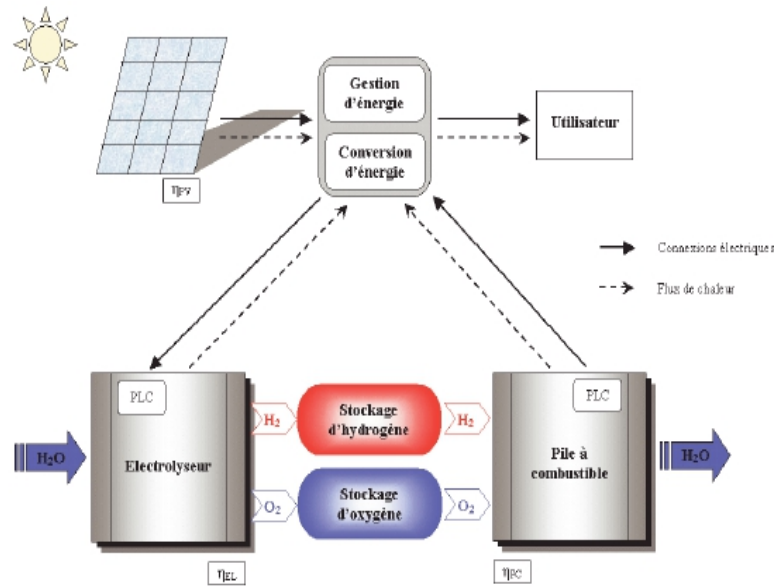


Fig : (1-4) Description du système global [13].

Ce système est composé d'un générateur solaire et d'un système de stockage d'énergie constitué d'un électrolyseur, d'une unité de stockage des gaz et d'une pile à combustible. Il est assimilable à un système PV-Batteries dont la puissance et la capacité de stockage sont totalement dissociées.

Bien que le système de stockage par l'hydrogène ait un rendement plus faible que celui des batteries, le rendement du système est augmenté par l'utilisation totale de l'énergie délivrée par le champ photovoltaïque, permise par le stockage saisonnier de l'énergie. De plus, les rendements faibles de la pile et de l'électrolyseur peuvent être compensés par la génération thermique de ces composants.

Les inconvénients majeurs sont le coût d'investissement de l'installation, le rendement et la complexité des composants électrochimiques ainsi que les dangers associés à l'utilisation de l'hydrogène.

Notre étude se concentre principalement sur le système de stockage par l'hydrogène et sur son intégration dans un système autonome de génération d'énergie. L'étude du générateur photovoltaïque se limite dans

ce manuscrit, aux connaissances nécessaires à son utilisation comme générateur du système. La durée de vie des panneaux photovoltaïques est très longue. Certains producteurs garantissent les panneaux solaires pour une durée de 25 ans. Le vieillissement des modules induit une légère diminution du rendement. Ce composant nécessite un très faible entretien consistant en un nettoyage des surfaces, généralement réalisé par la pluie.

Le système de stockage d'énergie est composé de :

Piles à combustible :

Une pile à combustible produit de l'énergie électrique provenant de la formation de l'eau par recombinaison d'hydrogène et d'oxygène (Figure 1-5). Elle est composée de cellules électrochimiques, constituées de 2 électrodes où se déroulent les réactions électrochimiques, d'un électrolyte assurant le transfert des ions et d'une membrane séparant la partie cathodique de la partie anodique de la cellule.

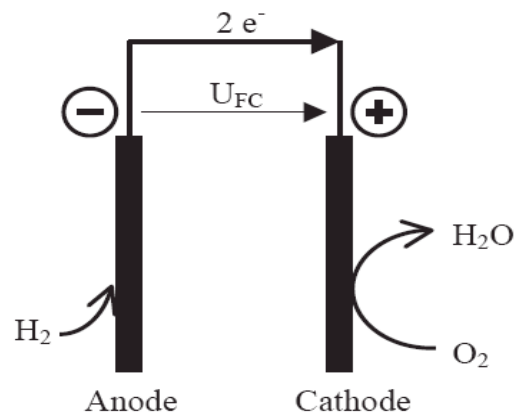


Figure (1-5) : Schéma de fonctionnement d'une pile à combustible

Différentes technologies :

Il existe plusieurs technologies de pile à combustible, se caractérisant par la nature de l'électrolyte, la température de fonctionnement, les gaz consommés... Le Tableau (1-2) décrit les cinq grandes catégories, leurs caractéristiques techniques et leurs applications.

- AFC (pile alcaline)
- PEMFC (pile à membrane échangeuse de protons)
- PAFC (pile à acide phosphorique)
- SOFC (pile à oxydes solides)
- MCFC (pile à carbonates fondus)

Type	AFC	PEMFC	PAFC	SOFC	MCFC	
Carburant	Hydrogène, gaz naturel, méthanol, bio gaz...					
Comburant	Oxygène (généralement oxygène de l'air)					
Electrolyte	KOH	Nafion	H ₃ PO ₄	Céramique	Sels fondus, Li ₂ CO ₃ /Na ₂ CO ₃	
Electrodes	Pt, Ag	Pt	Pt	Ni, céramique	Ni	
Température	80°C	80°C	200°C	1000°C	650°C	
Reactions	Anode	$H_2 + 2(OH)^- \rightarrow 2H_2O + 2e^-$	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$H_2 + O^{2-} \rightarrow H_2O + 2e^-$	$H_2 + CO_3^{2-} \rightarrow H_2O + CO_2 + 2e^-$
	Cathode	$\frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^- \rightarrow 2(OH)^-$	$\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$	$\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$	$\frac{1}{2}O_2 + 2e^- \rightarrow O^{2-}$	$\frac{1}{2}O_2 + CO_2 + 2e^- \rightarrow CO_3^{2-}$
Puissance	100 mW/cm ²	350 mW/cm ²	300 mW/cm ²	500 mW/cm ²	300 mW/cm ²	
Applications	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Spatiale. ➤ Militaire. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Cogénération. ➤ Téléphone portable. ➤ Sous-marin. ➤ Automobile. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Cogénération. ➤ Bus. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Cogénération. ➤ Production d'électricité décentralisée. 		
Points faibles	Sensibilité au CO ₂ .	Membrane et catalyseur onéreux. Empoisonnement par le CO.	Catalyseur onéreux. Empoisonnement par le CO.	Etanchéité.	Etanchéité. Corrosion.	

Tableau 1-2 : Description des cinq grandes catégories de piles à combustible .[13]

Malgré la découverte de cette technique en 1839, ce n'est qu'à partir des années 1930 que les piles à combustible sont développées. Bacon développe une pile alcaline, première technologie utilisée, qui alimenta les vols spatiaux habités de la NASA dès 1963 (GEMINI, APOLLO). Cette technologie est rapidement remplacée par les technologies à membrane, qui sont plus fiables à long terme et qui évitent des problèmes de gestion de l'eau (séparation de l'eau produite de l'électrolyte liquide). Le frein actuel des piles basse température est leur prix élevé lié à la nécessité d'un catalyseur en platine, métal noble et cher. Les piles haute

température peuvent se dispenser de ce catalyseur en utilisant du nickel mais ces technologies rencontrent actuellement des problèmes liés à la corrosion et à l'étanchéité.

Applications et commercialisation

Le Tableau (1-2) décrit les différentes applications selon la technologie de pile à combustible. L'application première est la cogénération : de petites unités produisent de l'électricité et de la chaleur (puissance de 5 à 250 kW). Le secteur automobile est l'application qui devrait entraîner une diminution importante du coût des piles PEM. Le dernier secteur, en plein essor, concerne les alimentations des appareils portables (téléphone, ordinateurs...). Il existe plusieurs producteurs de cellules mais très peu de fournisseurs de systèmes complets : H-Power, ONSI, Ballard 250 kW... Au cours du projet, de nouveaux systèmes ont été commercialisés. Le dernier exemple est la pile NEXA, commercialisée par Ballard en 2002 (Figure 1-5). Ce système consomme de l'hydrogène comprimé et de l'air. L'intégration est très réussie : 1,2 kW / 13 kg / 20 litre

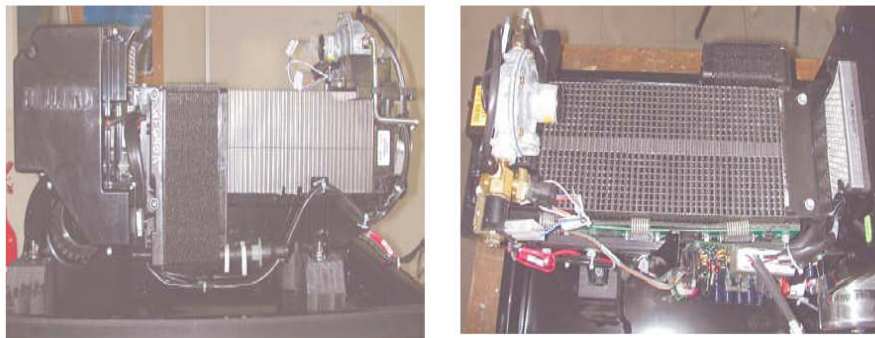


Figure (1-6) : Pile Ballard 1,2 kW – Système intégré « plug & play commercialisé en 2002.

Les avantages des piles à combustible sont nombreux. Ecologiquement, ce générateur est parfait : la pile à combustible produit sans bruit de l'énergie électrique et thermique, à des rendements élevés, ne produisant que de l'eau et ne rejetant aucun gaz à effet de serre (cela

dépend du carburant). Les piles à combustible ne sont pas une technologie mature. De nombreux points restent à étudier et à améliorer : fiabilité, durée de vie, prix, développement commercial...

Electrolyseur :

Un électrolyseur est l'appareil inverse de la pile à combustible. Il décompose l'eau en hydrogène et oxygène lorsqu'il est électriquement alimenté (Figure 1-7).

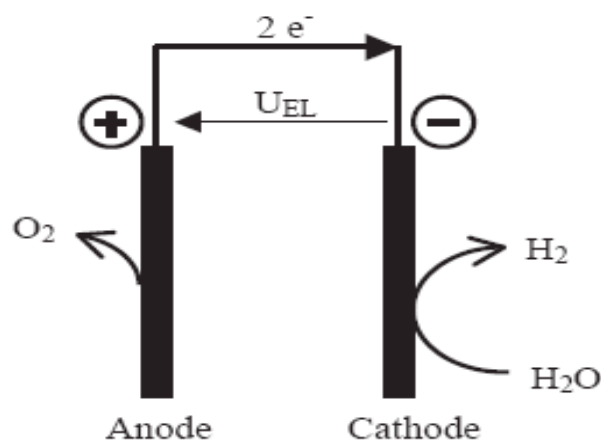


Figure (1-7): Schéma de fonctionnement d'une cellule d'un électrolyseur

Différentes technologies :

Il existe trois technologies d'électrolyseurs schématisées :

- la technologie alcaline, la plus développée et la plus mature
- la technologie à membrane, équivalente aux PEMFC
- la technologie à vapeur d'eau à haute température, équivalente aux SOFC.

Les électrolyseurs alcalins sont utilisés pour la production de gaz sur site. Ce sont généralement de grosses unités (30 kW jusqu'à 700 kW). Actuellement, les applications se sont diversifiées (production de gaz dans les laboratoires et les hôpitaux). Les modules sont plus petits mais il existe

très peu d'unités de puissance inférieure à 5 kW.

Les fournisseurs des électrolyseurs alcalins annoncent une durée de vie de 15 à 20 ans et certains garantissent 25 ans (Hydrogen Systems). Pour un électrolyseur PEM produisant du gaz à 200 bar, la durée de fonctionnement serait très importante (150 000 heures [8]).

Ce composant permet la production d'hydrogène pur à partir de l'eau. Le rendement des électrolyseurs commercialisés est élevé au niveau des cellules mais souvent non optimisé au niveau du système complet (perte dans les composants de conversion électrique et dans un périphérique très consommateur d'énergie). Les durées de vie atteintes sont très importantes (25 ans). La production d'hydrogène par électrolyse a des avantages environnementaux sur les moyens classiques de production (pétrole) mais le problème reste son alimentation en électricité qui diminue fortement son rendement de production (nucléaire, renouvelable).

Quoiqu'il en soit, les électrolyseurs sont un moyen propre et efficace de stocker l'électricité. L'hydrogène stocké est ensuite converti en électricité et chaleur dans une pile à combustible ou directement en chaleur dans un brûleur. Il peut aussi être utilisé comme combustible dans un moteur à combustion interne.

Conclusion :

Dans ce chapitre, on a exposé une description macroscopique des systèmes de génération renouvelables utilisant les systèmes de stockage à hydrogène.

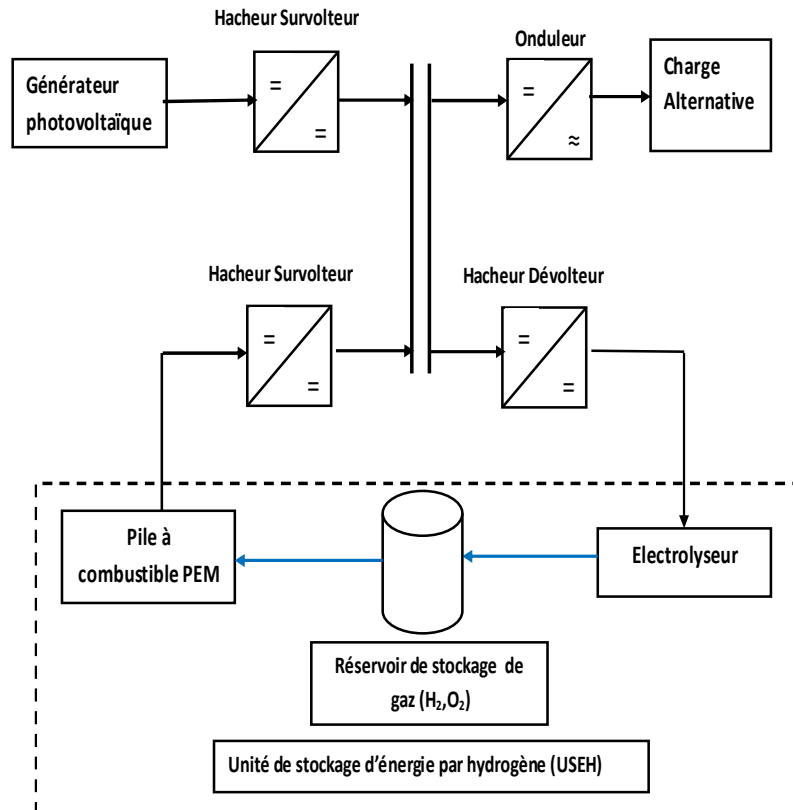
En décrivant d'une manière brève le principe de la pile à combustible et de l'électrolyseur.

Chapitre 2

Modélisation du Système de Génération Photovoltaïque

2-1 Introduction :

Sur la figure ci-après est illustré le schéma synoptique de l'installation hybride proposée, composé d'un ensemble de sous systèmes nommés : le générateur PV ,les étages de conversion DC/DC et DC/AC ainsi que l'ensemble électrolyseur –pile à combustible .



Fig(2-1) : schéma synoptique de l'installation hybride

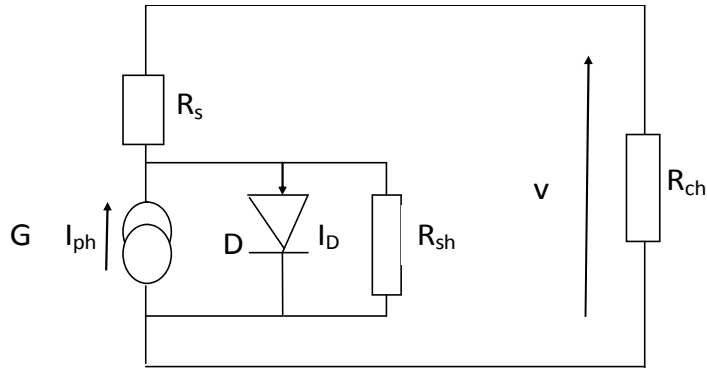
2 2 Modèle du générateur photovoltaïque :

L'assemblage de plusieurs modules solaires est appelé : générateur photovoltaïque, Où chaque module se compose de plusieurs cellules solaires .la cellule est l'élément de base chargée de la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique.

Le générateur photovoltaïque est monté de N_s module reliés en série et de N_P branches en parallèle.

2-2-1 Mise en équations du générateur photovoltaïque :

Le schéma équivalent d'un module solaire peut se présenter sous diverses variantes .On opte la configuration suivante qui peut être considérée comme la plus usuelle. [14]



Fig(2-2) : Schéma équivalent du module solaire

Il est constitué d'une diode (D) caractérisant la jonction ,une source de courant (G) caractérisant le photo courant , une résistance série (R_s)représentant les pertes par effet joule ,et une résistance shunt (R_{sh}) simulant les fuites entre la grille supérieure et le contact arrière de l'élément .Elle est généralement très supérieure à R_s et peut être placée indifféremment dans le schéma équivalent.

La caractéristique (I-V) est modélisée par une équation non linéaire de forme implicite :

$$I = I_{cc} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + R_s I}{V_{th}} \right) - 1 \right] \quad (2-1)$$

Pour tracer la caractéristique (I-V) , il faut trois points de mesure, fournie par le constructeur :

- Le point de court-circuit (I_{cc},0) .
- Le point à circuit ouvert (0, V_{oc}) .
- Le point optimum (I_{op},V_{op}) où le module délivre sa puissance maximale.

La tension thermique V_{th} et le courant d'obscurité I_o s'identifient par :

$$V_{th} = \frac{V_{op} + R_s I_{op} - V_{oc}}{\log \left(1 - \frac{I_{op}}{I_{cc}} \right)} \quad (2-2)$$

$$I_o = (I_{cc} - I_{op}) \exp \left[-\frac{(V_{op} + R_S I)}{V_{th}} \right] \quad (2-3)$$

Les paramètres du générateur sont liés à ceux du module par les relations suivantes :

$$I_{cc} = N_p \cdot I_{cc} \text{ (module) .}$$

$$V_{th} = N_s \cdot V_{th} \text{ (module).}$$

$$r_s = (N_s / N_p) \cdot R_s \text{ (module).}$$

$$I_o = N_p \cdot I_o \text{ (module).}$$

$$V_{oc} = N_s \cdot V_{oc} \text{ (module).}$$

$$V_{op} = N_s \cdot V_{op} \text{ (module).}$$

Pour d'autres niveaux d'éclairements et de températures, on fait recours aux lois suivantes :

$$\Delta T = T - T_{ref} \quad (2-4)$$

$$\Delta I = \alpha \left(\frac{E}{E_{ref}} \right) \Delta T + \left(\frac{E}{E_{ref}} - 1 \right) I_{ccref} \quad (2-5)$$

$$\Delta V = -\beta \Delta T - r_s \Delta I \quad (2-6)$$

Donc les nouvelles valeurs des courants et de tensions sont sous la forme :

$$V = V_{ref} + \Delta V \quad (2-7)$$

$$I = I_{ref} + \Delta I \quad (2-8)$$

2-2-2 Influence de l'éclairement et la température sur la caractéristique I-V :

- Influence de l'éclairement :

L'augmentation du flux lumineux se traduit en somme par le déplacement de la caractéristique I-V suivant l'axe des courants. L'accroissement du courant de court-circuit est beaucoup plus important que celui de la tension à circuit ouvert, étant donné que le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement, alors que celle de la tension à circuit ouvert est logarithmique [15].

Ce faisceau de courbes se trace à température constante, et dont la figure (2-1) illustre un tracé correspondant à une température $T_c=25^\circ\text{C}$, et ce pour le module AEG utilisé.

- **Influence de la température :**

Si la température de la cellule augmente, le courant photo-généré I_{ph} augmente également par suite de la diminution de la largeur de la bande interdite du matériau. cette augmentation est de l'ordre de $0.1\% / ^\circ\text{C}$. Le courant direct de la jonction augmente aussi, mais beaucoup plus vite entraînant une diminution de la tension de circuit ouvert de l'ordre de 2 mV par cellule. la puissance maximale disponible se trouve ainsi diminuée de 0.35% par degrés Celsius. Ce faisceau de courbes se trace à un éclairement fixe, et dont la figure (2-2) illustre le tracé de ce faisceau pour un éclairement $E=1000\text{ W/m}^2$.

- **Pièce d'identité du module AEG - 40 :**

Le module AEG-40 est l'élément constitutif de notre générateur photovoltaïque. Il est constitué de 35 cellules carrées au silicium monocristallin, où chaque photopile présente 10 cm de côté. Ce module possède les caractéristiques suivantes fournies par le constructeur à 1000 w/m^2 et 25°C :

Puissance crête = 38.4 w .

Courant de court-circuit = 2.41 A .

Tension à circuit ouvert = 22.4 V .

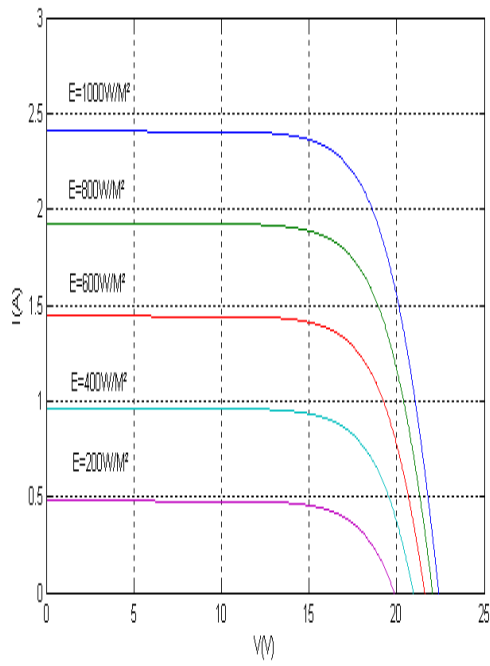
Courant optimum = 2.2 A .

Tension optimale = 17.45 V .

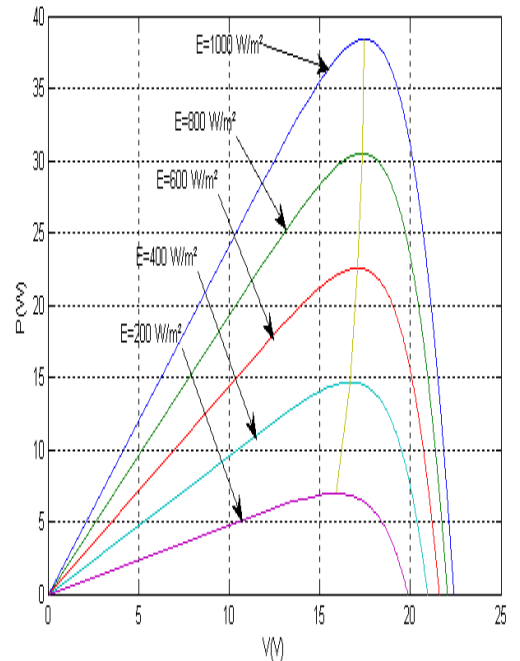
Résistance série = $0.45\ \Omega$.

Coefficient de variation du courant en fonction de la température = $0.06\% / ^\circ\text{C}$.

Coefficient de variation du tension en fonction de la température = $0.4\% / ^\circ\text{C}$.

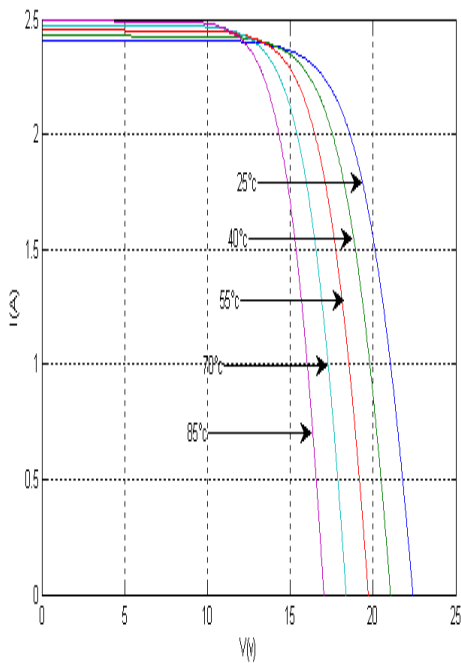


(a)

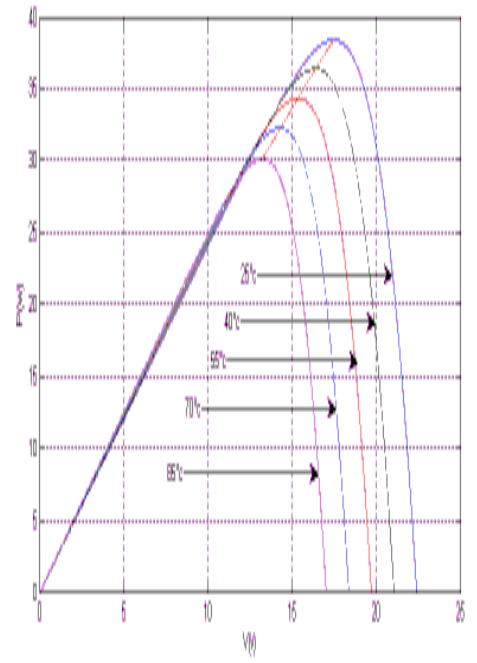


(b)

Fig (2 -3): Caractéristiques électriques pour différentes valeurs d'irradiation, (a) courbe I-V ; (b) courbe P-V



(a)



(b)

Fig(2-4) :Caractéristiques électriques pour différentes valeurs températures ,(a) courbe I-V ; (b) courbe P-V

2 - 3 Modèle de la pile à combustible PEM :

2-3-1 Introduction :

Durant ces dernières années, différentes modèles empiriques de la pile à combustible, ont été développés, parmi on cite celui validé par S. busquet au laboratoire [13] .

2-3-2 Modèle électrique :

Ce modèle électrique est semi –empirique .Il permet une cohérence mathématique de l'équation utilisée par rapport à la forme de la courbe caractéristique expérimentale [16].

$$V_{cell}(J) = E_{oc} + \frac{b}{\ln\left(\frac{J}{J_d.e^2}\right)} + \left(\frac{b}{4.J_d} - \Delta\right).J \quad (2-9)$$

- Constantes à déterminer :

Les 4 constantes E_o , b , J_d et Δ sont déterminées à partir des résultats expérimentaux .Ces paramètres dépendent de la température T et de la pression partielle en oxygène P_{O_2} .Chaque paramètre est dissocié en trois composantes (équation(2-10)).

$$\begin{bmatrix} E \\ J_d \\ b \\ \Delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_1 & E_2 & E_3 \\ J_{d1} & J_{d2} & J_{d3} \\ b_1 & b_2 & b_3 \\ \Delta_1 & \Delta_2 & \Delta_3 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1 \\ T \\ T \times \ln(P_{O_2}) \end{bmatrix} \quad (2-10)$$

De ce fait, douze constantes doivent être déterminées. Cela nécessite un minimum de 4 couples (J - V_{cell}) pour 4 paires { T , P_{O_2} }. Ces constantes sont déterminées à partir des résultats expérimentaux, par minimisation de la différence entre la courbe théorique et les données mesurées. Au cours de notre travail, les données illustrées sur le tableau (2-1) sont retenus.

Pile à combustible			
J _d	- 0,868	- 1,762e-3	4,9e-4
E	0,796	4,661e-3	- 3,22e-4
b	- 1,926	2,616e-2	- 1,489e-3
Δ	3,892	- 7,447e-3	- 2,696e-4

Tableau (2-1) : coefficients de l'équation électrique pour la pile à combustible PEM

- **Rendement faradique :**

Le rendement faradique η_F provient du fait qu'une partie de l'hydrogène et de l'oxygène migre à travers la membrane et se recombine sans que l'on puisse en récupérer l'énergie. Ce rendement est généralement très proche de 1.

$$F_{\text{gaz}} = \frac{n_s \cdot I}{n \cdot F} \cdot \frac{1}{\eta_F} \quad (2-11)$$

Les débits d'hydrogène et d'oxygène consommés par la pile sont directement proportionnels à l'intensité et au rendement faradique de l'appareil.

Ce rendement est généralement considéré constant : $\eta_F = 0,99$

2-3-3 Bilan thermique du système pile :

La réaction thermique au niveau de la pile consiste à déterminer l'équation du flux d'énergie échangée entre la pile , le système de régulation thermique ,ainsi que le milieu extérieur .Cette réaction est modélisée via l'équation (2-12).

$$C_p \left(\frac{d\theta}{dt} \right) = P_{\text{th}} - \varphi_{\text{ext}} - \varphi_{\text{ech}} - \varphi_{\text{gaz}} \quad (2-12)$$

Où :

$$\theta = T_{\text{pile}} - T_{\text{ambiante}} \quad (2-13)$$

L'évolution de la température dépend de la capacité thermique du composant C_P , de la puissance Thermique produite par la réaction électrochimique P_{th} et des pertes liées au contact avec L'extérieur et au passage dans un échangeur.

- La Puissance thermique dégagée par la réaction est donnée par :

$$P_{\text{th}} = n_s \cdot (U_{\text{th}} - U) \cdot I \quad (2-14)$$

Où : $n_s=150$.

- De même, l'équation suivante permet de calculer dans le cas général, le flux de chaleur échangé avec l'extérieur.

$$\varphi_{\text{ext}} = h_{\text{ext}} \cdot \theta \quad (2-15)$$

$$\text{Pour } T_{\text{pile}} \leq 323 \text{ °K : } h_{\text{ext}} = h_{\text{ext}1}$$

$$\text{Pour } T_{\text{pile}} > 323 \text{ °K : } h_{\text{ext}} = k_h \cdot T_{\text{pile}} - h_0 \quad (2-16)$$

Les paramètres $h_{\text{ext}1}$, h_0 et k_h et C_p seront définis comme suit :

C_p	5700 J. K ⁻¹
$h_{\text{ext}1}$	52.98W.K ⁻¹
h_0	212W.K ⁻¹
k_h	0.82W.K ⁻²

Tableau (2-2) : valeur des coefficients du modèle thermique pour la pile à combustible PEM utilisée.

- Le Flux évacué par les gaz est donné par :

$$\varphi_{\text{gaz}} = -(C_{p(\text{H}_2)} \cdot F_{(\text{H}_2)} + C_{p(\text{O}_2)} \cdot F_{(\text{O}_2)}) \cdot \theta \quad (2-17)$$

Et :

$$C_{p(\text{H}_2)}: 30 \text{ J. mol}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}, C_{p(\text{O}_2)}: 14.69 \text{ J. mol}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$$

2-3-4 Influence de la température et de la pression partielle en O_2 :

Sur les figures (2-3) et (2-4) sont illustrées les influences de la température et de la pression d'oxygène sur la caractéristique (I-V) de la pile .

De ces tracés ,on remarque que l'augmentation de la pression partielle en oxygène. fait augmenter la tension pour des densités de courants supérieurs à 25 mA/cm^2 ; On observe en fait à 0.3 A/cm^2 une augmentation de 100mV/cellule entre 0.7 et 1.8 bar .En outre ,l'augmentation de la température fait chuter la tension dans la zone de fortes intensités , ce qui explique le bon rendement des piles PEM à basses valeurs de température .

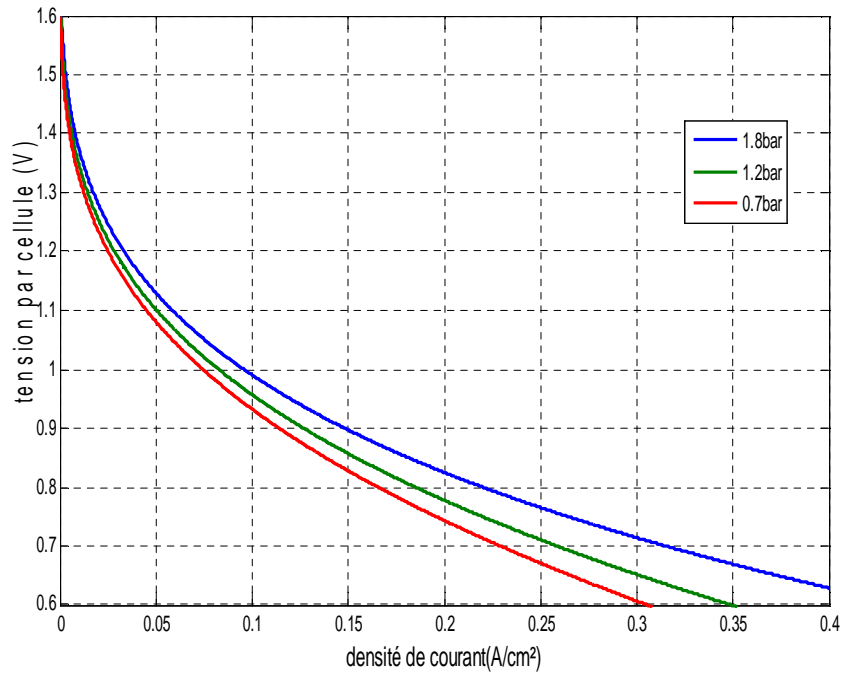
2-4 Modèle de l'électrolyseur :

Dans le présent travail, le modèle empirique de l'électrolyseur développé dans [13] est retenu. En fait , c'est le même modèle de la pile ; mais avec une courbe (I-V) ascendante. (Voir figure (2-5)).

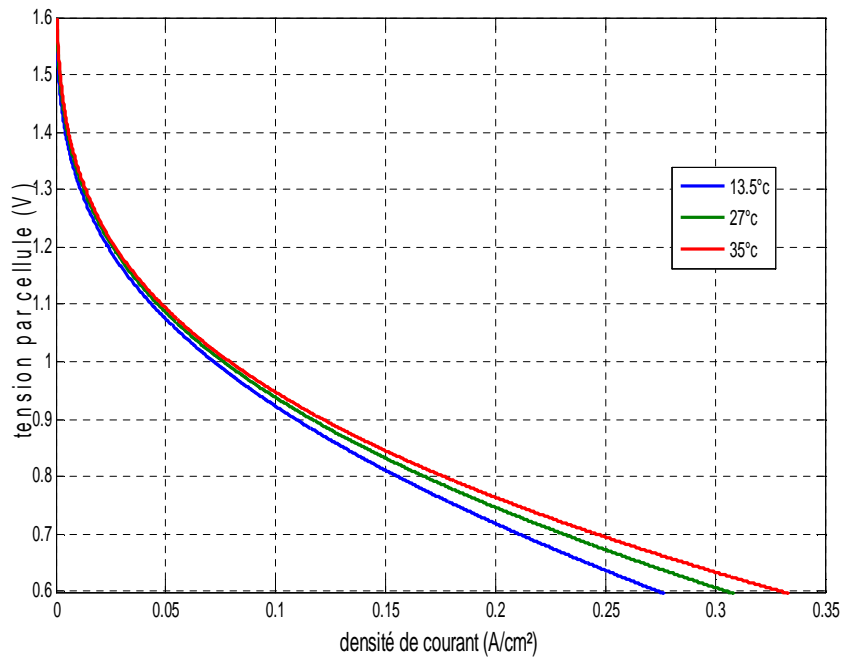
Les coefficients du modèle électrique pour l'électrolyseur sont :

Électrolyseur			
J_d	0,355	- 1,078e-3	5,232e-5
E	1,025	1,24e-3	- 1,05e-4
b	- 6,125	1,57e-2	- 3,245e-4
Δ	- 1,819	4,83e-3	- 1,248e-4

Tableau (2-3): coefficients Du modèle électrique de l'électrolyseur



Fig(2-5) : Influence de la pression d'oxygène sur la caractéristique(V-J)de la pile à combustible PEM à T = 35 °C.



Fig(2-6) : Influence de la température sur la caractéristique (V-J) de la pile à combustible PEM à $PO_2 = 1.4\text{bar}$.

Rendement faradique :

Le rendement faradique de l'électrolyseur est considéré constant sur la plage de fonctionnement de l'électrolyseur ($\eta_F = 99\%$ côté hydrogène 93% côté oxygène).

Le flux gaz produit par l'électrolyseur est directement proportionnel au courant et le rendement faradique.

$$F_{\text{gaz}} = \frac{n_c \cdot I}{n \cdot F} \cdot \eta_F \quad (2-18)$$

2-4-1 Bilan thermique du système électrolyseur :

Le modèle thermique au niveau de l'électrolyseur est basé sur le même bilan thermique que dans le cas de la pile voir l'équation (2-12) :

$$C_p \left(\frac{d\theta}{dt} \right) = P_{\text{th}} - \varphi_{\text{ext}} - \varphi_{\text{ech}} - \varphi_{\text{gaz}} \quad (2-19)$$

$$C_p = 70173 \text{ J/}^\circ\text{K}$$

Où :

$$\theta = T_{\text{électrolyseur}} - T_{\text{ambiante}} \quad (2-20)$$

La Puissance thermique dégagée par la réaction d'électrolyse s'exprime comme suit :

$$P_{\text{th}} = n_s \cdot (U - U_{\text{th}}) \cdot I \quad (2-21)$$

Ou: $n_s = 100$.

Le Flux échangé avec l'extérieur pour l'électrolyseur est donné par la relation suivante :

$$\varphi_{\text{ext}} = h_{\text{ext}} \cdot \theta \quad (2-22)$$

où :

h_{ext} : le coefficient d'échange avec l'extérieur (W.K-1).

$$h_{\text{ext}} = h_0 + a \cdot I \quad (2-23)$$

Avec : $h_0 = 5.8069 \text{ W/}^\circ\text{K}$, $a = 0.0553 \text{ W/}^\circ\text{K.A}$

Le flux évacué par les gaz se calcule selon :

$$\varphi_{\text{gaz}} = (C_{p(H_2)} \cdot F_{(H_2)} + C_{p(O_2)} \cdot F_{(O_2)}) \cdot \theta \quad (2-24)$$

Avec :

$$C_{p(H_2)} : 30 \text{ J. mol}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$$

$$C_{p(O_2)} : 14.69 \text{ J. mol}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$$

Le flux évacué dans un échangeur par l'électrolyseur est déterminé de la même manière que la pile.

2-4-2 Influence de la température et de la pression partielle d'oxygène O_2 :

Sur la figure (2-5), l'augmentation de la température diminue la tension à intensité constante. Cette influence diminue pour les faibles intensités, alors que sur la figure (2-6) , La pression influe peu les performances de l'électrolyseur .

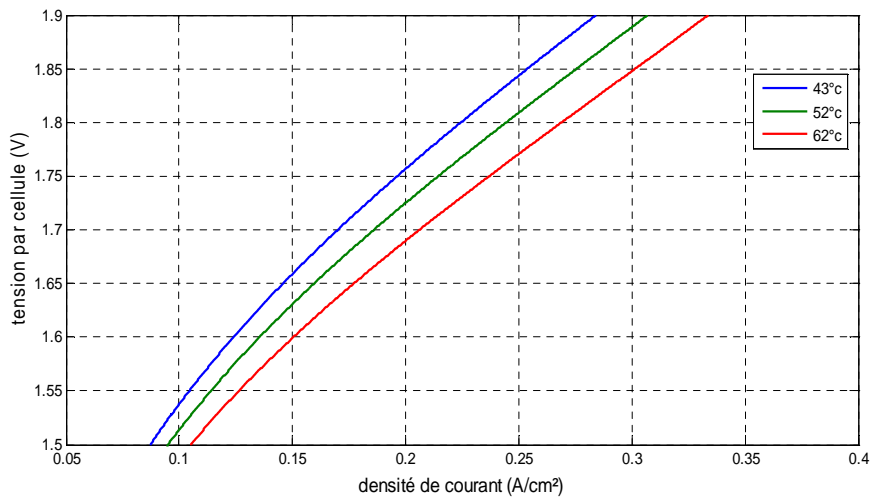


Fig (2-7) : Influence de la température sur la caractéristique (J-V) de l'électrolyseur ($P_{O_2} = 9, \text{bar}$).

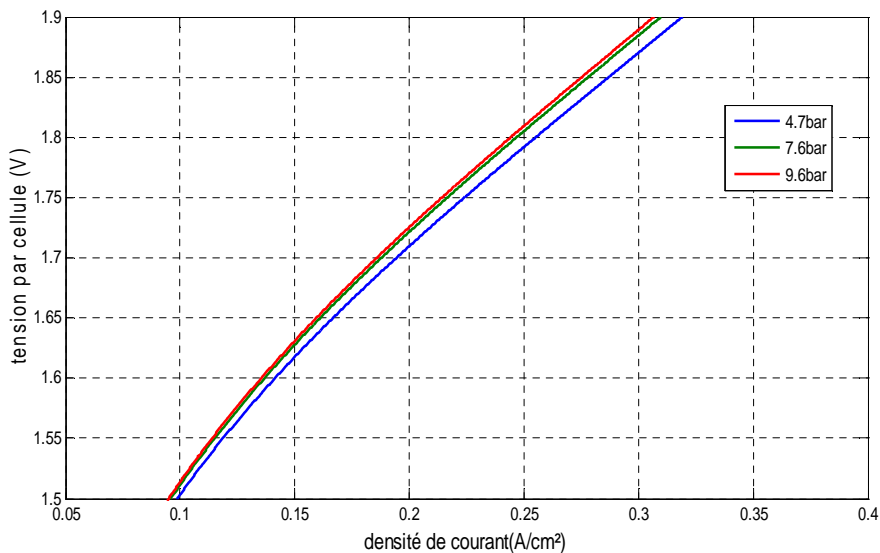


Fig (2-8) : Influence de la Pression d'oxygène sur la caractéristique (J-V) de l'électrolyseur ($T = 52 \text{ }^\circ\text{C}$).

2-5 Modèle dans l'espace d'état moyen des convertisseurs statiques :

Le but de l'analyse des convertisseurs statiques par le modèle dynamique moyen est d'exposer ce modèle par une écriture canonique continue , car ces systèmes dits : commutants (switched systems) commutent entre un ensemble d'états continus, et par conséquent l'élaboration des lois de commande est difficile .Le modèle moyen permet d'obtenir une fonction de transfert Y/α autour de leurs valeurs de fonctionnement ; et ou $\Delta Y/\Delta \alpha$ sont les petites perturbations dans la sortie Y et le rapport cyclique α [17].

2-5-1 Modèle mathématique moyen du hacheur survolteur :

Sur la figure (2-7) est représenté le schéma type de l'hacheur survolteur.

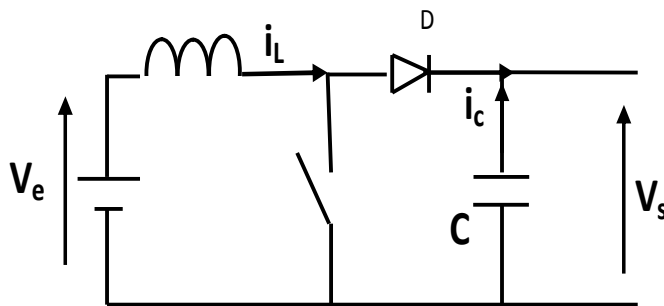


Fig. (2-9): Le schéma de principe d'un hacheur survolteur

Dans de tels systèmes, l'ordre d'équations d'états est égal au nombre d'éléments de stockage (dans la cas présent $n=2$).[18]

Dans le cas où le système considéré est linéaire , la représentation d'état se met sous la forme :

$$\begin{cases} \dot{x} = Ax + Bu \\ Y = C_1 x \end{cases} \quad (2-25)$$

Où :

x : vecteur d'état ; $x = [x_1, x_2] = [i_L, v_C]$.

u : vecteur de commande , A : matrice d'état, B : matrice d'entrée et C : matrice de sortie.

- **Séquences de fonctionnement et équations d'état :**

- Première séquence de conduction [0 à αT] :

Le transistor Tr est en position "on" et la diode en position "off " .ce schéma de principe devient :

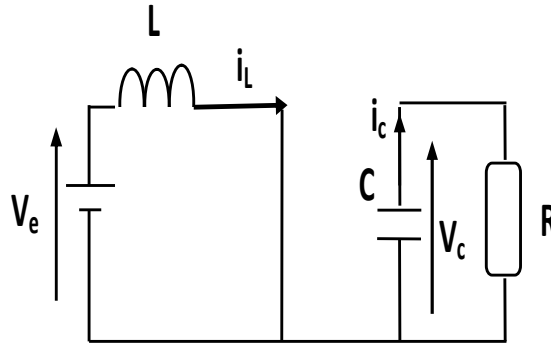


Fig. (2-10): Schéma de principe de la première séquence de conduction

Le comportement dynamique du circuit est donné par :

$$V_e = L \frac{di_L}{dt} \quad (2-26)$$

$$\dot{x}_1 = \frac{V_e}{L} \quad (2-27)$$

$$v_c = \frac{1}{c} \int i_c dt \quad (2-28)$$

$$\dot{x}_2 = \frac{1}{c} i_c \quad (2-29)$$

$$i_c = \frac{v_c}{R} \quad (2-30)$$

D'où :

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{Rc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} V_e \quad (2-31)$$

qui peut être écrit sous la forme :

$$\dot{x} = A_1 x + B_1 V_e \quad (2-32)$$

$$V_s = C_1 x \quad (2-33)$$

Avec : $C_1 = [0 \ 1]$

- Deuxième séquence de conduction : [αT à T]

Le transistor Tr est en position " off " et la diode en position "ON" . Le schéma de principe devient :

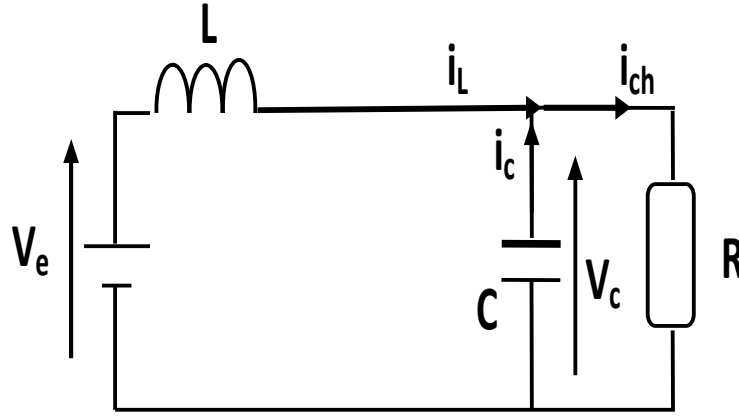


Fig. (2-11): Le schéma de principe de la deuxième séquence de conduction

$$L \frac{di_L}{dt} = V_e - V_c \quad (2-34)$$

$$c \frac{dV_c}{dt} = i_L - \frac{V_c}{R} \quad (2-35)$$

$$\dot{x}_1 = \frac{V_e}{L} - \frac{1}{L} x_2 \quad (2-36)$$

$$\dot{x}_2 = \frac{1}{c} x_1 - \frac{1}{Rc} x_2 \quad (2-37)$$

D'où :

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{c} & -\frac{1}{Rc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} V_e \quad (2-38)$$

qui peut être mit sous la forme :

$$\dot{x} = A_2 x + B_2 V_e \quad (2-39)$$

$$V_s = C_1 x \quad (2-40)$$

- **Modèle moyen :**

A partir des équations (2-31) et (2-38), on peut déduire la forme moyenne x et V_s pour toute la période :

$$\dot{x}_1 = (A_1 x + B_1 V_e) \alpha + (A_2 x + B_2 V_e) (1 - \alpha) \quad (2-41)$$

$$V_s = (C_1 \alpha + C_1 (1 - \alpha)) x \quad (2-42)$$

Avec :

$$A = A_1\alpha + A_2(1 - \alpha) \quad (2-43)$$

$$B = B_1\alpha + B_2(1 - \alpha) \quad (2-44)$$

Où :

A : matrice d'état ; B : matrice de commande

En conclusion : le modèle moyen du hacheur survolteur est :

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = -\frac{1-\alpha}{L}x_2 + \frac{1}{L}u \\ \dot{x}_2 = \frac{1-\alpha}{c}x_1 - \frac{1}{Rc}x_2 \end{cases} \quad (2-45)$$

Pour mettre en exergue l'exactitude de la modélisation, les figures (2-11) et (2-12) illustrent les résultats de simulation issus du modèle moyen et celui du circuit . La figure (2-10) montre l'implantation du hacheur survolteur sur MATLAB/simulink.

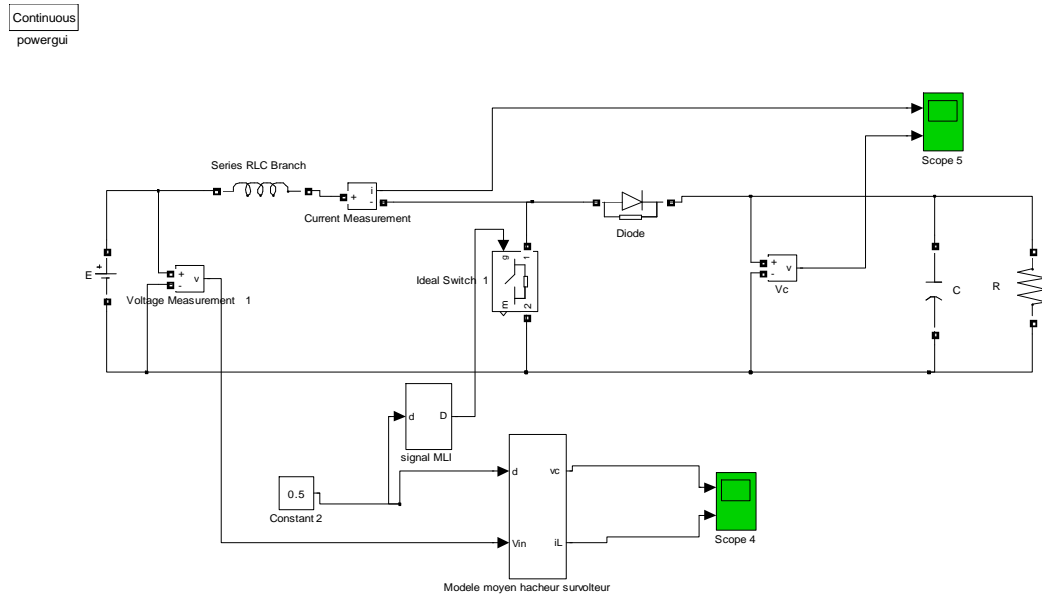


Fig (2-12) : Schéma de simulation du hacheur survolteur (circuit et modèle moyen)

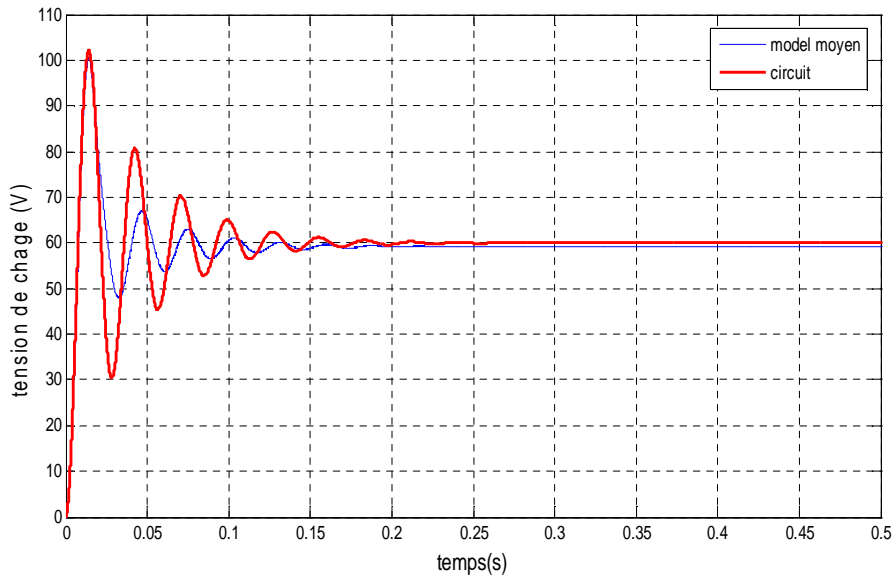
Les paramètres du circuit sont donnés dans le tableau (2-4).

Tension d'entrée	30 (V)
Inductance	5(mH)
capacité	1000(μ F)
Résistance de charge	20(Ω)
Fréquence de commutation	20(KHZ)

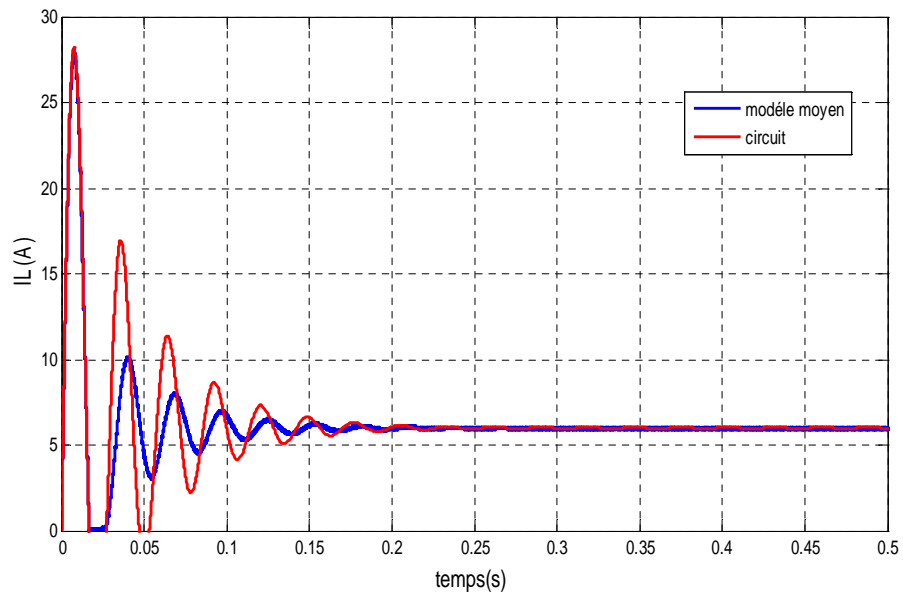
tableau (2-4) : Paramètres du hacheur survolteur

Sur les figures (2-11) et (2-12) sont représentées la tension de charge et le courant d'entrée respectivement.

D'après ces figures, on peut constater que le modèle moyen reproduit avec exactitude les courbes de courants I_L et la tension V_c du circuit .



Fig(2-13) : tension de charge V_c (V) (hacheur survolteur)



Fig(2-14) : courant d'entrée I_L (A) (hacheur survolteur)

2-5-2 Modèle dans l'espace d'état moyen du hacheur dévolteur :

Le synoptique du hacheur dit : buck ,est illustré sur la figure (2-13).où le transistor conduit pendant l'intervalle $[0, \alpha T]$,et il se bloque pendant $[\alpha T, T]$; T est la période de hachage .

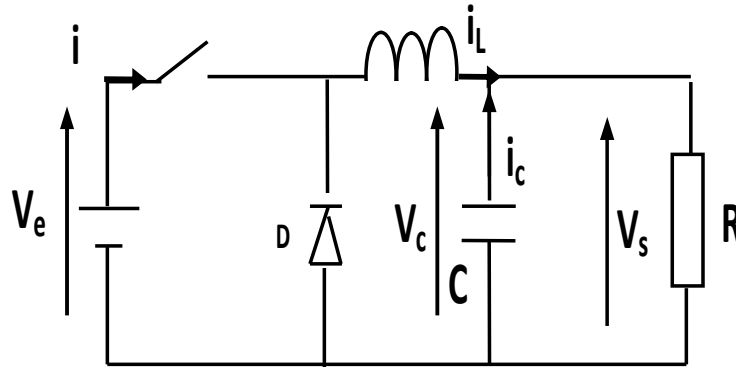


Fig.(2-15) : Schéma de principe d'un hacheur dévolteur

- Séquences de conduction et équations d'état :

On suit les mêmes étapes que pour l'hacheur survolteur .

On aura en conséquence, le modèle continu suivant :

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = -\frac{1}{L}x_2 + \frac{\alpha}{L}u \\ \dot{x}_2 = \frac{1}{C}x_1 - \frac{1}{Rc}x_2 \\ y = x_2 \end{cases} \quad (2-46)$$

ou : $x=[i_L, v_c]$; $u=V_e$.

les figures (2-15)et (2-16) décrivent une simulation comparative du modèle moyen et celui du circuit réel, avec les paramètres inscrits sur le tableau (2-5).

Tension d'entrée	60 (V)
Inductance	5(mH)
Capacité	1000(μ F)
Résistance de charge	20(Ω)
Fréquence de commutation	de 20(KHZ)

tableau (2-5) : paramètres du hacheur dévolteur

la figure (2-14) montre l'implantation du hacheur dévolteur sur MATLAB/simulink.

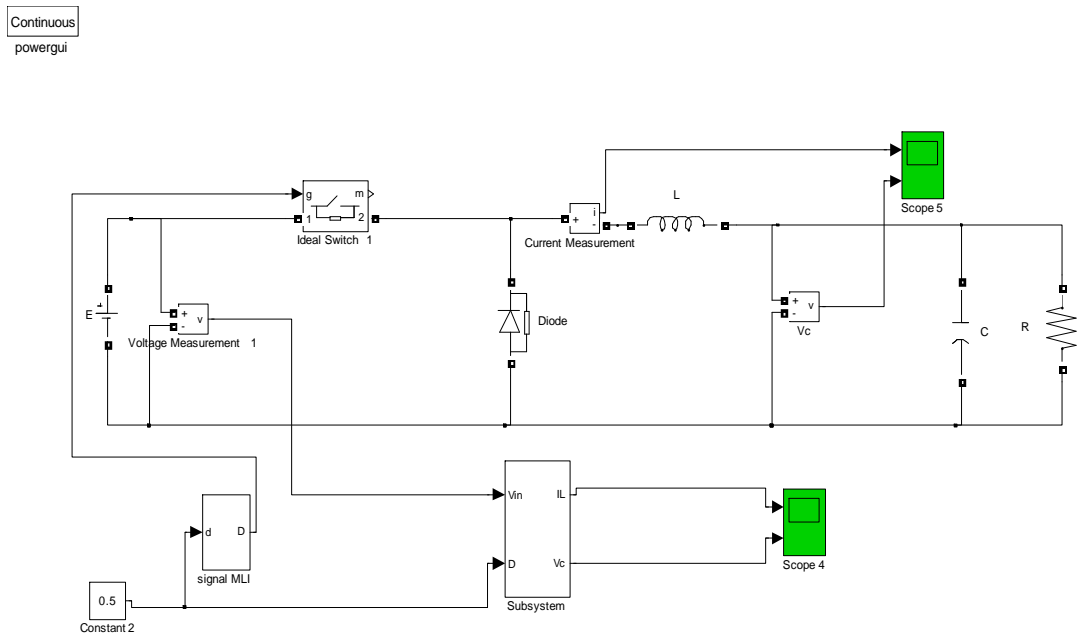
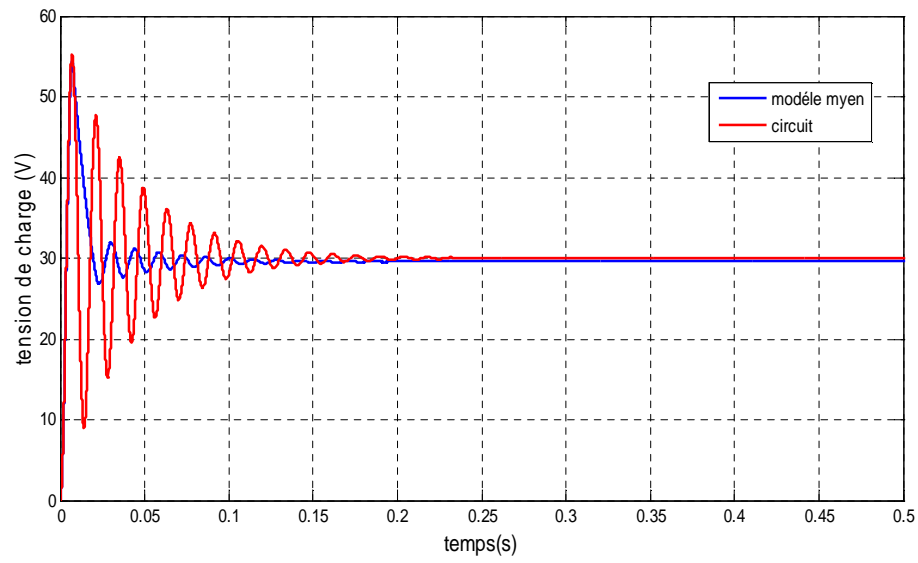
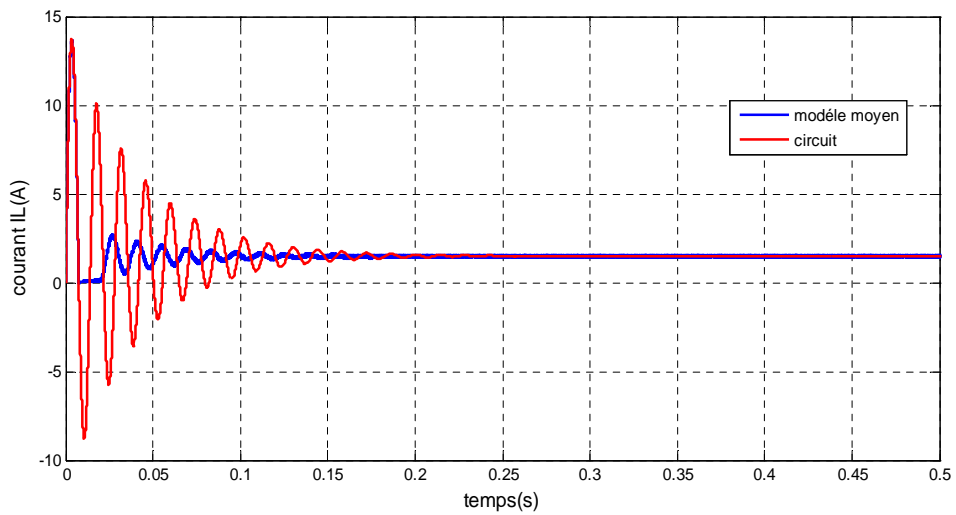


Fig (2-16) : Schéma de simulation du hacheur dévolteur (circuit et modèle moyen)

Sur les figures (2-15) et (2-16) sont représentées la tension de la charge et le courant de sortie respectivement. De même, on peut remarquer que le modèle moyen reproduit les courbes du circuit réel avec exactitude acceptable .



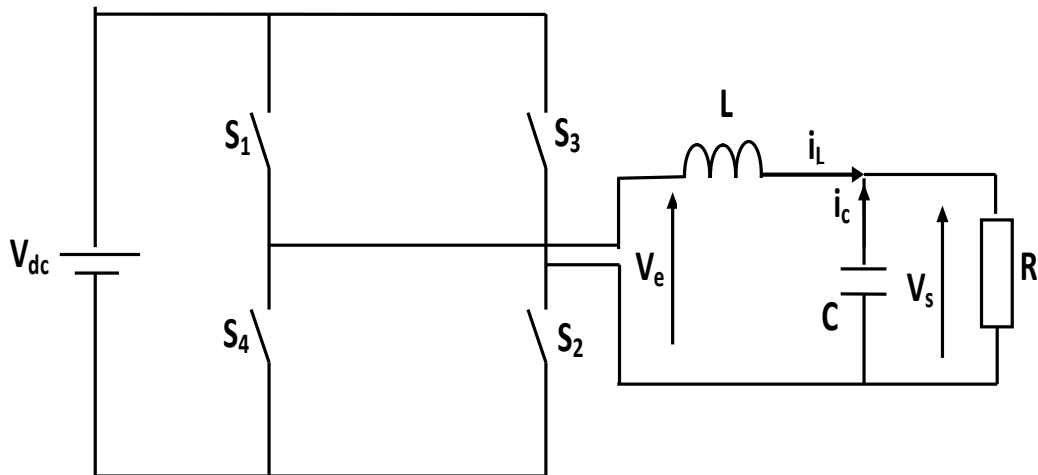
Fig(2-17) : tension de charge V_c (V) (hacheur dévolteur)



Fig(2-18) : courant d'entrée I_L (A) (hacheur dévolteur)

2-5-3 Modèle moyen de l'onduleur monophasé :

Sur la figure (2-17) est visualisé le schéma type d'un onduleur monophasé en pont, et où le dipôle LC sert comme filtre de sortie.[19]



fig(2-19) : Schéma de principe d'un onduleur monophasé en pont

Dans l'onduleur en pont, les commutateurs ne peuvent conduire simultanément, mais deux paires (S_1 et S_2 ; S_3 et S_4) sont allumés alternativement.

Pour l'élaboration du modèle de l'onduleur, on suppose qu'il n'y a plus de temps mort pendant les états de commutation. Le modèle de l'onduleur est élaboré pendant une période de la fréquence de la porteuse.

- **Séquences de conduction :**
- Première séquence de conduction : $[0 \text{ à } \alpha T]$

Pendant cette séquence ; les deux interrupteurs S_1 et S_2 : deux interrupteurs sont fermés "ON" et S_3 et S_4 sont ouverts "OFF".

Pendant cette période, les équations dynamiques se résument comme suit :

$$\begin{cases} V_e = L \frac{di_L}{dt} + V_c \\ c \frac{dV_c}{dt} = i_L - \frac{V_c}{R} \end{cases} \quad (2-47)$$

qui se met sous la forme canonique :

$$\begin{cases} \dot{x} = A_1 x + B_1 u \\ Y = C_1 x \end{cases} \quad (2-48)$$

Avec :

$$[A_1] = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{c} & -\frac{1}{Rc} \end{bmatrix}, [B_1] = \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix}, u=V_e, [C_1] = [0 \quad 1]$$

Et

$$x=[i_L, v_c]; \quad y=V_c;$$

- deuxième séquence de conduction :[αT à T]

Pendant cette séquence, alternativement :

S₁ et S₂ : sont ouverts "OFF" , et S₃ et S₄ sont fermés "ON".

Durant cette période, le circuit reçoit une excitation négative (-V_e), et le système dynamique sera :

$$\begin{cases} -V_e = L \frac{di_L}{dt} + V_c \\ c \frac{dV_c}{dt} = i_L - \frac{V_c}{R} \end{cases} \quad (2-49)$$

qui se met à son tour sous la forme suivante :

$$\begin{cases} \dot{x} = A_2 x + B_2 u \\ Y = C_1 x \end{cases} \quad (2-50)$$

Où :

$$[A_2] = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{c} & -\frac{1}{Rc} \end{bmatrix}, [B_1] = \begin{bmatrix} -\frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix}, u=V_e, [C_1] = [0 \quad 1].$$

La déduction de la représentation d'état moyenne du convertisseur se fait par :

$$\dot{x} = (A_1x + B_1V_e)\alpha + (A_2x + B_2V_e)(1 - \alpha) \quad (2-51)$$

qui se mettra finalement sous :

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = -\frac{1}{L}x_2 + \frac{1}{L}u \\ \dot{x}_2 = \frac{1}{c}x_1 - \frac{1}{Rc}x_2 \\ y = x_2 \end{cases} \quad (2-52)$$

Et la valeur moyenne de la tension de sortie V_c pendant une période de commutation est :

$$\overline{V_e} = \overline{\alpha} V_{dc} \quad (2-53)$$

Pour une modulation sinusoïdale :

$$\overline{\alpha} = \alpha_m \sin \omega t \quad (2-54)$$

La tension $\overline{V_c}$ fournit un signal sinusoïdal de pulsation ω :

$$\overline{V_e} = \alpha_m V_{dc} \sin \omega t \quad (2-55)$$

De même que pour les convertisseurs DC/DC , la figure (2-19) décrit les résultats de simulation de l'onduleur monophasé (modèle moyen et celui du circuit),commandé par une modulation triangulo -sinusoidale.Les paramètres de l'onduleur sont inscrits sur le tableau (2-6).

Du résultat obtenu, on peut remarquer une concordance presque totale du comportement des deux modèles (moyen et non- linéaire).

Tension continu	400 (V)
Inductance	5(mH)
capacité	100(μF)
Résistance de charge	24(Ω)
Fréquence de commutation	15(KHZ)
La Modulation sinusoïdale	0.8.sinωt

tableau (2-6) : Paramètres de l'onduleur monophasé

la figure (2-18) montre l'implantation de l'onduleur monophasé sur MATLAB/simulink.

Continuous
powergui

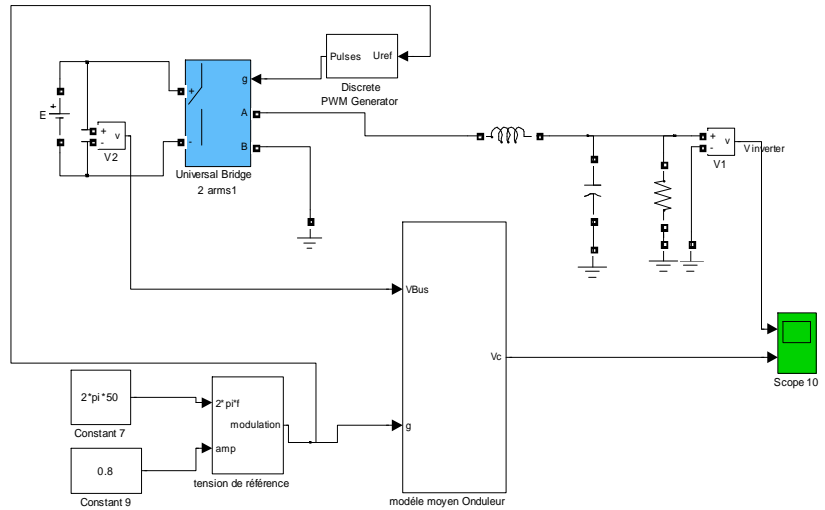
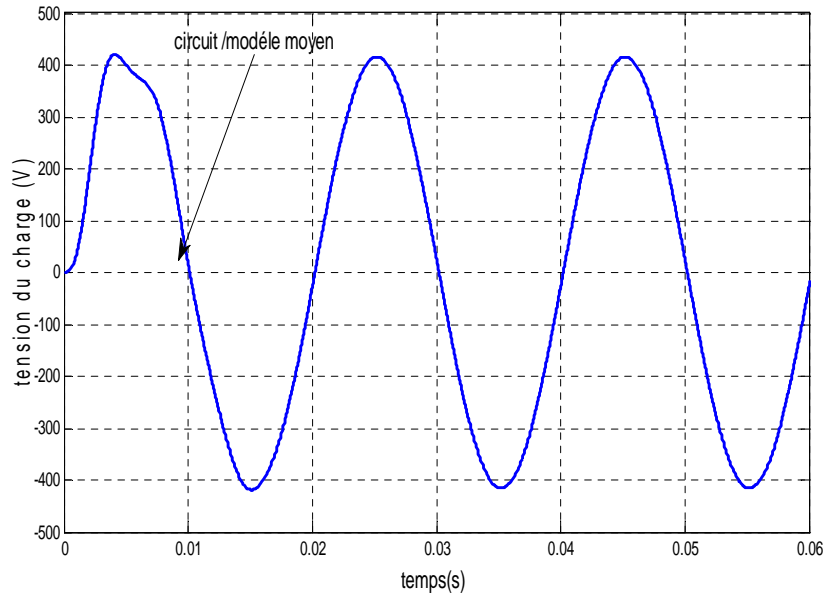


Fig (2-20) : Simulation de l'onduleur monophasé (circuit et modèle moyen)



Fig(2-21) : tension de charge de l'onduleur $V_c(V)$

2-6 Dimensionnement des sources utilisées :

2-6-1 Introduction :

Dans ce qui suit , on présente le dimensionnement des différents sous systèmes ,basé sur une connaissance du gisement solaire du site d'implantation ,ainsi que le profil de charge.

Les paramètres suivants doivent être définis :

- la puissance crête du champ photovoltaïque,
- la puissance nominale des composants électrolyseur et pile à combustible.

2-6-2 Hypothèses de dimensionnement pour les composants du stockage :

- Système électrolyseur :

La puissance nominale du système électrolyseur P_{nomel} est fixée, proportionnelle à la puissance crête du champ PV.

$$P_{nomel} = K_{el} \cdot P_{max} \quad (2-56)$$

Où : la valeur du coefficient K_{el} dépend du type de stockage utilisé.

Pour notre système, le stockage d'énergie se fait uniquement via l'hydrogène (système PV_USEH). Pour maximiser la production d'hydrogène, P_{nomel} doit être égale à la valeur crête de la puissance productible par le champ PV. En effet, si toute la ressource solaire est disponible, et pour en perdre le moins possible, on doit pouvoir intégralement la fournir à l'électrolyseur (aux pertes dans les convertisseurs près) afin de la stocker. Finalement, le coefficient K_{el} a été fixé égal à 1 .[20]

- Système Pile à Combustible :

la puissance nominale du système pile à combustible est fixée de telle sorte qu'elle puisse en tout cas assurer la fourniture d'énergie à la charge. Ainsi on a :

$$P_{nomfc} = K_{fc} \cdot P_{max,charge} \quad (2-57)$$

De même, on choisie : $K_{fc} = 1,1$.

2-6-3 Dimensionnement du champ PV :

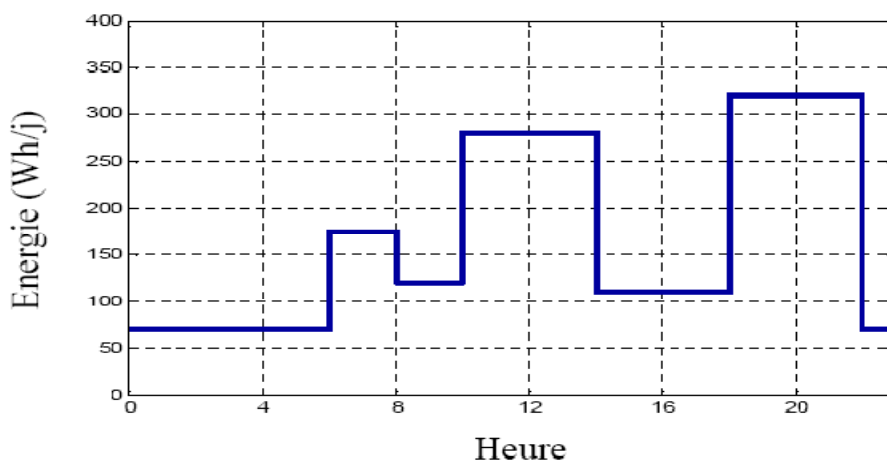
L'efficacité de toute installation électrique dépend fondamentalement de la

rigueur de son dimensionnement et de son utilisation. Dans le cas du système PV avec unité de stockage d'hydrogène, la maîtrise du dimensionnement de ses différents constituants est nécessaire, car il influe directement sur le coût et les performances de notre installation. Le dimensionnement de la puissance crête du champ PV installé est déterminé par des données météorologiques, l'irradiation solaire ainsi que sur le profil de charge exacte des consommateurs annuel.

- **Détermination du profil de charge :**

La connaissance exacte du profil de charge de nos consommateurs facilitera la détermination de la taille de nos générateurs. Le système à étudié est supposé alimenter une charge à usage domestique. La puissance demandée par un foyer de nature donnée n'est pas figée le long de l'année. L'heure de sollicitation maximale du système énergétique par la charge varie en fonction des saisons conséquence à la variation de la durée du jour. Pour notre part nous ne considérons que la demande en énergie électrique utilisable pour l'éclairage, la réfrigération, le téléviseur, le poste radio, le sèche cheveux et le fer à repasser, de charge totale est de 3920 Wh/j. La figure (2-24) illustre la demande en énergie électrique journalière. Dans notre étude, on s'est basé sur les données inscrits dans [21] ,et qui concerne la ville de Bejaïa .

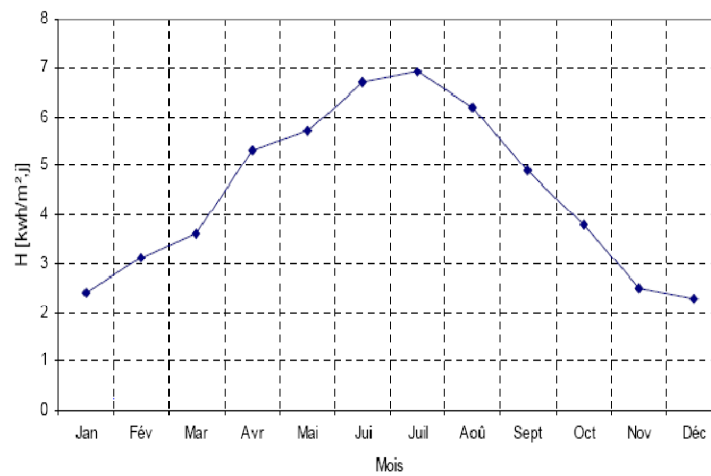
On suppose le dimensionnement du système pour l'alimentation de 10 foyers types .



fig(2-22) : Profil de consommation journalière d'un foyer.

- **Analyse du potentiel énergétique solaire disponible à Béjaïa :**

La région de Béjaïa est dotée d'un grand potentiel solaire, qui est caractérisée par une saison d'été chaude (Juin- Septembre). Les valeurs moyennes mensuelles journalières de l'irradiation globale enregistrées sur la période 1998-2007 sont présentées sur la figure(2-25) qui sont importantes sur la période (Avril- Septembre), comparativement aux autres mois de l'année.



fig(2-23) : les valeurs moyennes mensuelles journalières de l'irradiation globale sur la période 1998-2007

- **Calcul de l'énergie photovoltaïque :**

L'énergie produite par un générateur photovoltaïque est estimée à partir des données de l'irradiation globale sur un plan incliné, de la température ambiante et des données du constructeur pour le module photovoltaïque utilisé. L'énergie électrique produite par un générateur photovoltaïque est donnée par :

$$E_{pv} = \eta_{gen} \cdot A_{pv} \cdot G_{in} \quad (2-58)$$

- **Dimensionnement du générateur photovoltaïque :**

L'énergie mensuelle produite par le système par unité de surface est notée: $E_{PV,m}$ (kWh/m²) pour le photovoltaïque et $E_{L,m}$ [kWh] représente

l'énergie mensuelle demandée par la charge (où : $m=1,2,\dots,12$ représente le mois de l'année) .La surface totale des générateurs ($A_{PV,tot,m}$) par un mois (m) nécessaire pour assurer la couverture totale (100%) de la charge ($E_{L,m}$) est exprimée par :

$$A_{pv,tot,m} = \frac{E_{L,m}}{E_{pv,m}} \quad (2-59)$$

Dans cette étude, la méthode de dimensionnement est basée sur la moyenne mensuelle annuelle. Le calcul de la taille du générateur photovoltaïque est établie à partir des valeurs moyennes annuelles de chaque contribution mensuelle \bar{E}_{pv} . La charge est représentée par la valeur moyenne mensuelle annuelle \bar{E}_L .

$$A_{pv,tot,m} = \frac{\bar{E}_L}{\bar{E}_{pv}} \quad (2-60)$$

Le nombre de modules photovoltaïques à retenir, se calcule selon la surface du module ($A_{pv,u} = 0.868m^2$ [22]), en prenant la valeur entière du rapport par excès.

$$N_{pv} = ENT \left[\frac{A_{pv}}{A_{pv,u}} \right] \quad (2-61)$$

La surface retenue du générateur est :

$$A_{pv,r} = N_{pv} \cdot A_{pv} \quad (2-62)$$

- Analyse des résultats de dimensionnement:

Le tableau (2-5) montre la production énergétique mensuelle du générateur photovoltaïque et la taille nécessaire pour satisfaire une charge de consommation journalière supposée constante de l'ordre de 3.92 kWh/j en utilisant les données réelles du site de Béjaïa.

Mois	$E_{pv,m}$ Mensuelle (KWh/m ²)	$E_{L,m}$ (KWh)	$A_{pv,tot,m}$ (m ²)
Janvier	7.298	1210.52	160.65
Février	8.515	1090.76	120.89
Mars	10.908	1210.52	110.14
Avril	15.598	1170.6	70.53
Mai	17.531	1210.52	60.93
Juin	19.718	1170.6	50.96
Juillet	20.984	1210.52	50.79
Aout	18.246	1170.6	60.44
Septembre	14.901	1210.52	80.15
Octobre	11.497	1210.52	100.56
Novembre	7.357	1170.6	150.98
Décembre	6.994	1210.52	170.37
Moyenne mensuelle	$\bar{E}_{pv} = 13.295$	$\bar{E}_L = 1190.23$	$\bar{A}_{pv,tot} = 100.451$

Tableau(2-5) : Energies mensuelles produites par le générateur photovoltaïque et la taille nécessaire

La surface effective totale issue des moyennes annuelles produites est donnée à partir de l'équation (2-60) :

Qui produit : $A_{pv,tot} = 89.6 \text{ m}^2$

D'où le nombre total de modules à installer est

$N_{pv} = 110 \text{ modules}$

Enfin la surface retenue du générateur est :

$A_{pv,tot,r} = 95.4 \text{ m}^2$.

2-7 Conclusion :

Nous avons présenté dans ce chapitre une modélisation et un dimensionnement rigoureux du système global de génération photovoltaïque hybride.

Cette modélisation nous permettra de prédire les performances du système une fois les approches de commande suggérées au chapitre suivant sont appliquées.

Chapitre 3

Description des Approches De Commande

3-1 Introduction :

Il existe de nombreux sites isolés dans le monde, alimentés par des systèmes autonomes de génération d'électricité. Ces générateurs utilisent les sources renouvelables locales. On y trouve des panneaux photovoltaïques, des éoliennes et des micro-turbines. L'électricité provenant des sources renouvelables est intermittente, dépendante des conditions climatiques. Ces générateurs renouvelables sont couplés à un système de stockage à hydrogène assurant une disponibilité continue d'énergie.

La figure (3-1) montre la structure complète du système de génération photovoltaïque hybride dit système PV à USEH (unité de stockage d'énergie à base d'hydrogéné) proposé dans ce travail, composée :

- d'un générateur photovoltaïque comme source principale d'énergie ;
- d'une charge alternative simulant la consommation de l'utilisateur final connecté au bus continu à travers le convertisseur DC/AC (onduleur);
- d'un bus continu ;
- de convertisseurs DC/DC permettant le contrôle de l'écoulement de puissance via l'ajustement de la tension du bus continu.
- d'un Electrolyseur
- d'une unité de stockage des gaz
- d'une pile à combustible à PEM
- d'un superviseur intelligent où gestionnaire d'énergie qui contient l'algorithme de gestion d'énergie du système hybride. Il détermine la puissance de réglage fournie par le sous-système à hydrogène (pile à combustible, électrolyseur) à partir de la puissance demandée par la charge et de la puissance disponible fournie par le générateur photovoltaïque.

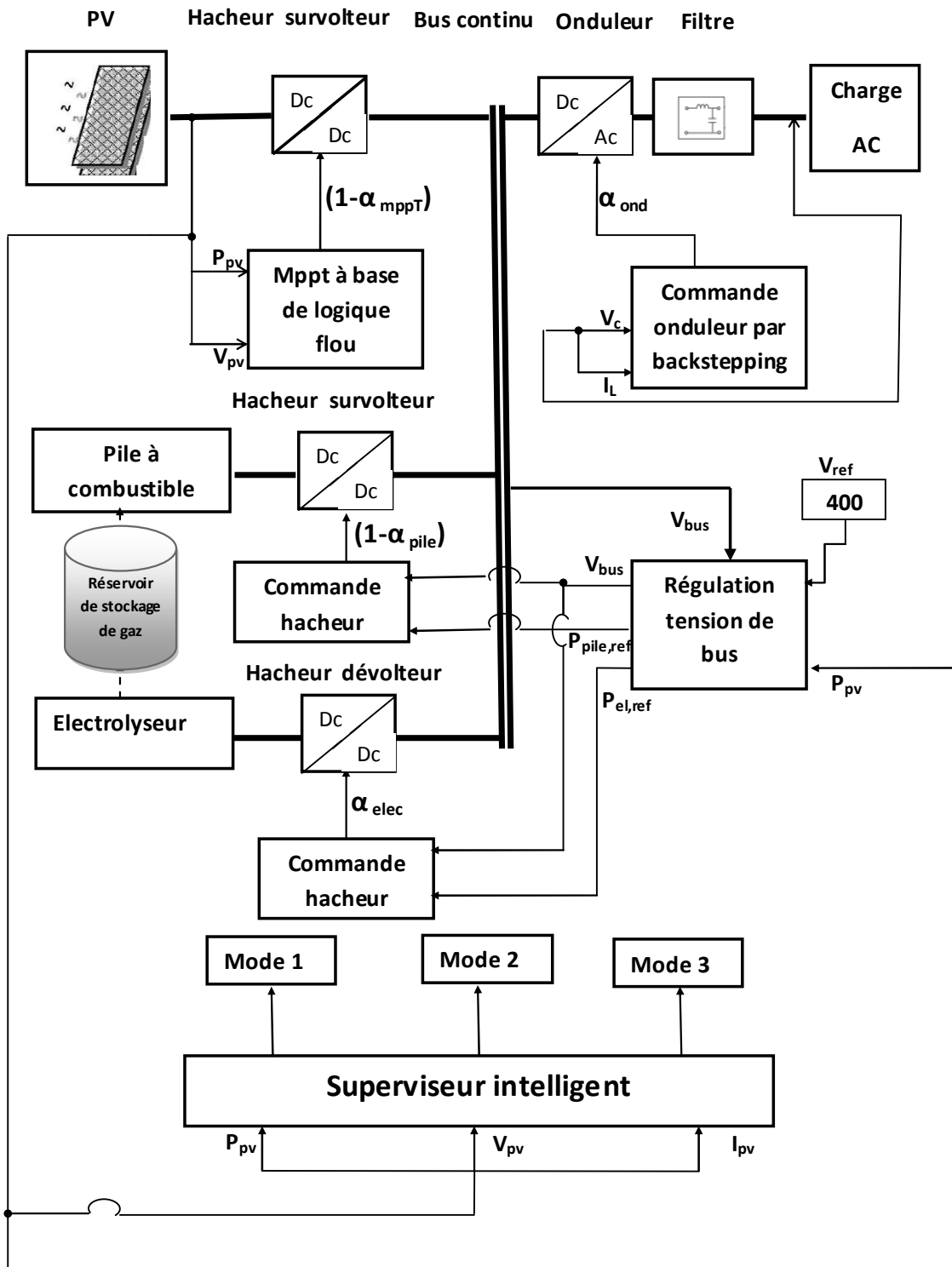


Fig (3-1) : synoptique du système de génération photovoltaïque hybride proposé

Cette surveillance adéquate du bon fonctionnement des sous – systèmes de production d’énergie renouvelables s’effectue selon trois modes de fonctionnement.

3-2 Description des modes de fonctionnement :

La gestion d'énergie des différentes sources est assurée par un superviseur. Ce dernier détermine le mode de fonctionnement suivant trois cas proposés. Ces modes de fonctionnement sont possibles pour déterminer la capacité du système pour satisfaire la puissance totale demandée (la puissance de charge). Il est à noter que la pile et l'électrolyseur, fonctionnent en complémentarité. Sur La figure (3-2) est illustrée la description des modes de fonctionnement proposés.

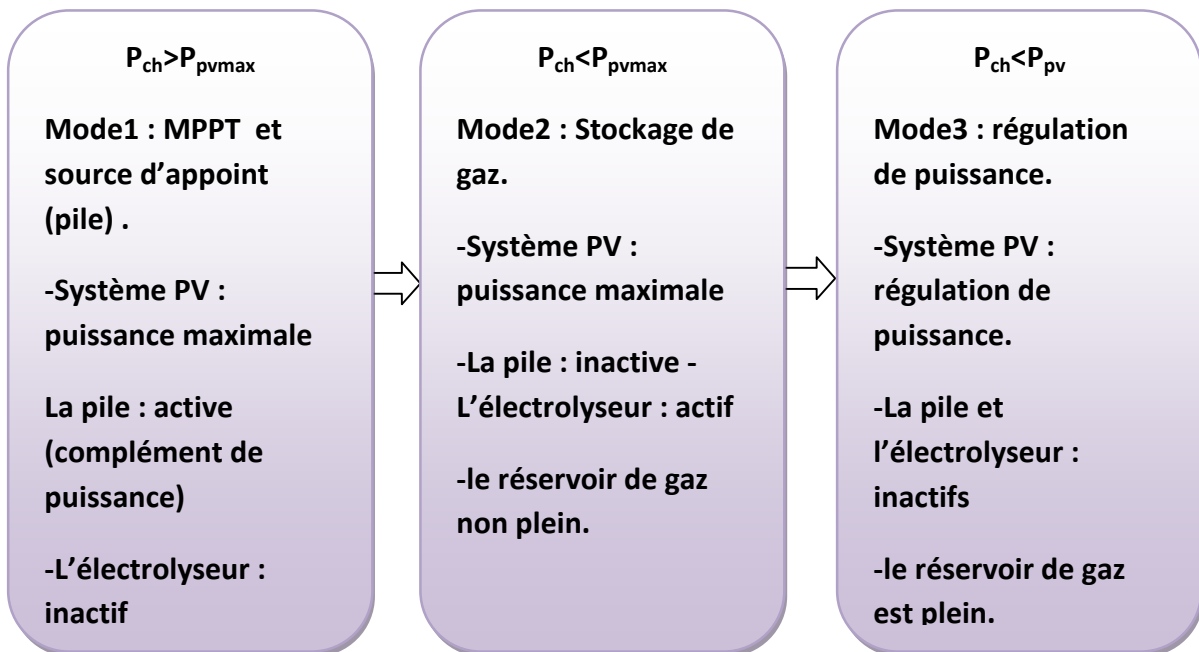


Fig (3-2) : Description des modes de fonctionnement du système

3-2-1 Mode 1 (MPPT et source d'appoint) :

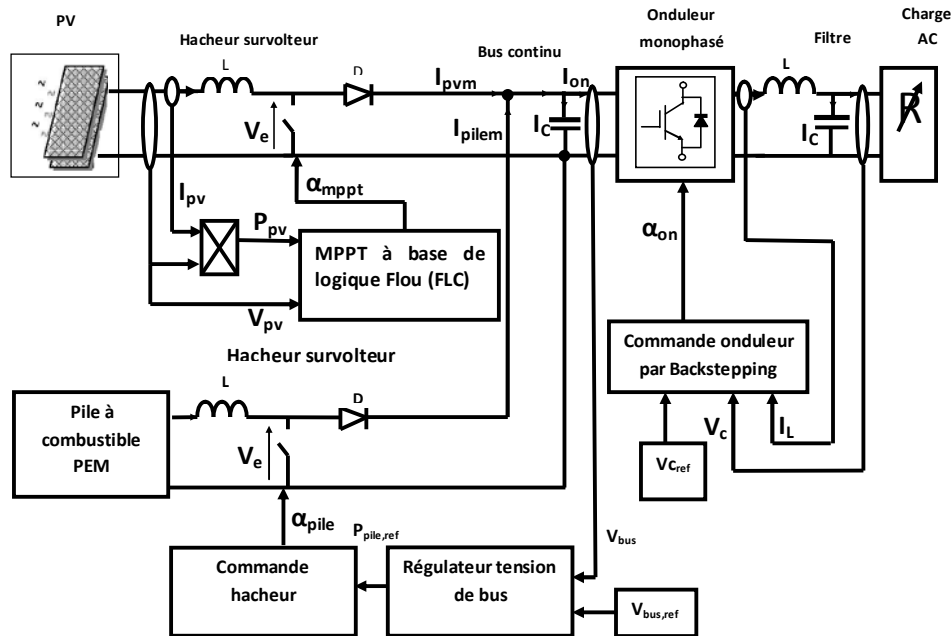
Dans ce mode de fonctionnement, le générateur photovoltaïque fournit la puissance maximale (fonctionnement en MPPT) ; cette puissance est insuffisante pour satisfaire la demande de la charge, et la pile à combustible complète la puissance exigée par la charge.

Une fois la puissance fournie par le générateur dépasse la puissance totale demandée par la charge, le superviseur fait passer le système au mode 2.

La figure (3-3) montre le schéma général du système PV- USEH (unité de stockage d'énergie à base hydrogène) fonctionnant en mode 1 et où le générateur PV et la pile à combustible PEM sont actifs.[23]

Dans cette configuration deux convertisseurs DC/DC sont utilisés :

- Un hacheur survolteur lié au générateur photovoltaïque concrétise le fonctionnement en MPPT, alors que le deuxième hacheur survolteur lié à la pile produit le supplément d'énergie demandée par la charge, tout en maintenant la tension du bus continu constante ($V_{bus}=400v$).
- Une charge alternative variable connectée au bus continu à travers l'onduleur monphasé.



Fig(3-3) : Configuration du système de génération hybride en mode 1

-Commande de l'hacheur survolteur du générateur photovoltaïque :

Le générateur photovoltaïque est une source finie pouvant fonctionner Selon toutes combinaisons de courant et de tension , où la meilleure combinaison s'appelle le point de puissance maximale (MPP) [24] pour un éclairement et une température donnée. La tension et le courant correspondants sont appelés tension optimale et courant optimum. Une connexion directe ne permet pas de faire fonctionner le générateur à sa tension optimale (puissance maximale). Il est possible

d'insérer un convertisseur DC/DC d'adaptation, appelé : extracteur du point de puissance maximale (maximum power point tracker (MPPT)), entre la source photovoltaïque et la charge, qui permet la recherche du point (MPP) [25], [26] [27], [28], [29].

Par définition [30], une commande MPPT (maximum power point tracking), associé à un convertisseur DC/DC d'adaptation de charge permet de faire fonctionner un générateur photovoltaïque de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance, quels que soit les conditions météorologiques (irradiation, température), cette commande ainsi place le système au point de fonctionnement maximum (V_{OPT} , I_{OPT}). Le premier système de puissance MPPT à été introduit en 1968 pour un système spatial [31]. Au cours des années, plusieurs algorithmes (MPPT) ont été développés et largement adaptés pour déterminer le point de puissance maximum [32], [33], [34], [35], [36],[37], [38].

Une bonne technique MPPT devrait produire un rendement élevé, minimiser le phénomène d'oscillation autour du point optimum présent dans la méthode perturb and observe .Pour ce faire, la technique à base de logique floue est appelée.

La figure (3-4) montre le schéma bloc de la source photovoltaïque, associée au convertisseur DC/DC fonctionnant en adaptateur d'impédance (MPPT flou) , et où l'algorithme MPPT Flou délivre en sortie la tension optimale du générateur $V_{PV,ref}$ permettant ainsi de commander l'hacheur survolteur.

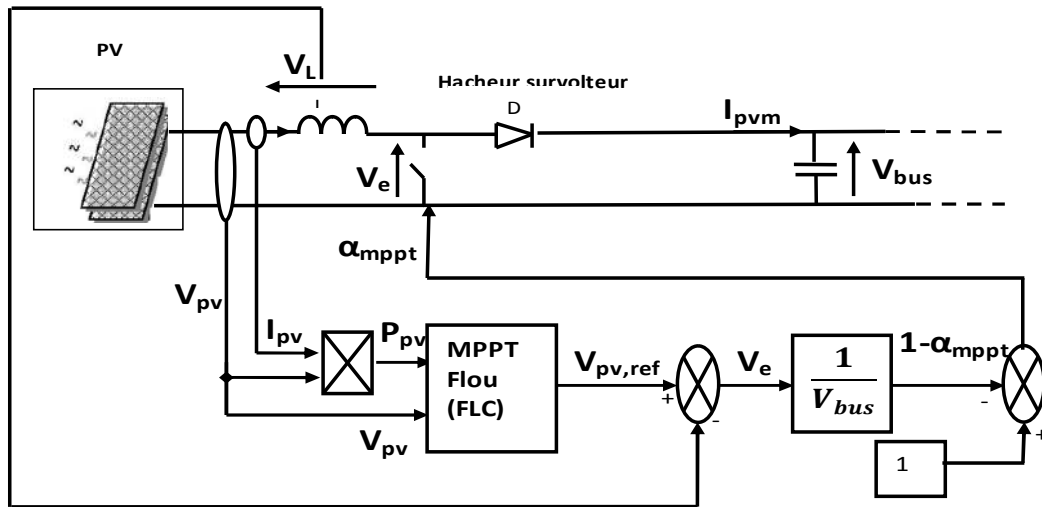


Fig (3-4) : schéma de commande MPPT flou du générateur photovoltaïque

- **Contrôleur MPPT basé sur la logique floue (FLC):**

Ces dernières années, les contrôleurs par logique floue (FLC) sont largement utilisés pour la recherche du point MPPT , [38], [40]. Ces derniers sont indépendants du modèle du processus, ils se caractérisent par leur aptitude à appréhender les problèmes de non linéarité et ils présentent des performances robustes par rapport aux variations des conditions atmosphériques et de la charge.

Dans ce travail, on présente un algorithme MPPT qui utilise la théorie de la logique floue [38], pour remédier au problème d'oscillation de la méthode perturbation et observation (P&O). Le contrôleur flou proposé optimise l'amplitude de la perturbation pour minimiser les oscillations et pour avoir une réponse rapide et sans oscillations.

Les entrées utilisées pour générer la tension optimale qui correspond à la puissance maximale sont la variation de la puissance photovoltaïque (ΔP_{PV}) et la variation de la tension photovoltaïque (ΔV_{PV}). Comme sortie, le contrôleur flou détermine l'incrément optimal qui doit être ajouté à la tension de fonctionnement pour extraire le point de puissance maximal MPP. Contrairement à la méthode perturbation et observation (P&O) qui utilise une perturbation constante pour déterminer la tension de fonctionnement. Cela produit l'oscillation du point de fonctionnement au tour du MPP en régime permanent.

- Présentation du contrôleur flou :

Le générateur photovoltaïque doit être adapté afin d'assurer un bon prélèvement Énergétique, on parle ainsi de maximisation de puissance. Ce dispositif MPPT doit être introduit en vue d'obtenir ce rendement énergétique maximal.

Les caractéristiques de la puissance tension ($P_{PV}(V_{PV})$) d'un panneau photovoltaïque sont fortement non linéaires et en forme de cloche figure (3-3). Pour chaque ensoleillement et température, il faut chercher la puissance maximale ce qui équivaut à la recherche de la tension photovoltaïque optimale. Des règles de comportement à tenir afin de converger vers le point optimal sont relativement simples à établir. Ces règles dépendent des variations de puissance photovoltaïque (ΔP_{PV}) et de tension photovoltaïque (ΔV_{PV}) du générateur photovoltaïque. La variation de ΔP_{PV} résultant de la variation de la tension photovoltaïque est soit dans le sens positif soit dans le sens négatif. La valeur de (ΔP_{PV}) peut aussi être petite où au contraire grande. A partir de ce jugement la valeur de la consigne de tension photovoltaïque ($V_{PV,ref}$) est augmentée ou diminuée de façon petite ou respectivement grande dans le sens qui permet d'augmenter la puissance. Cette commande permet la recherche du point optimum en se basant sur les observations de l'expert.

Afin de converger vers le point optimal (figure (3-5)), il est nécessaire de définir des Règles basées sur la variation de la puissance photovoltaïque (ΔP_{PV}), et de la tension photovoltaïque (ΔV_{PV}), qui proposent une variation ($\Delta V_{PV,ref}$) de la consigne de la tension (V_{PV}) .

- Si une grande augmentation de la tension photovoltaïque (V_{PV}) entraîne une grande augmentation de la puissance photovoltaïque (P_{PV}), on continue d'augmenter fortement la tension de référence $V_{PV,ref}$ (point A à B ou point B à C). Si une grande augmentation de la tension (V_{PV}) entraîne une diminution de la puissance P_{PV} (point C à D), on diminue la tension de référence $V_{PV,ref}$ pour obtenir une augmentation rapide de la puissance. Contrairement, si une petite diminution de la tension photovoltaïque (V_{PV}) entraîne une petite augmentation de la puissance photovoltaïque (P_{PV}) (on est alors loin

de la tension photovoltaïque optimale), on diminue légèrement la tension de référence $V_{PV,ref}$ de telle sorte à se rapprocher plus rapidement du sommet de la cloche.

- Si une augmentation ou une diminution quelconque entraîne une variation nulle de la puissance photovoltaïque, on ne fait pas varier la tension de référence $V_{PV,ref}$ (de telle sorte à pouvoir stabiliser le point de fonctionnement sur le sommet de la courbe). Si une variation nulle de la tension photovoltaïque entraîne une augmentation de la puissance, on en déduit que le niveau d'irradiation a augmenté, il faut donc augmenter la tension de référence $V_{PV,ref}$ pour se rapprocher de la nouvelle tension optimale.
- Si une variation nulle de la tension (V_{PV}) entraîne une diminution de la puissance (P_{PV}), on en déduit que le niveau d'irradiation a diminué, il faut donc diminuer la tension de référence $V_{PV,ref}$ pour se rapprocher de la nouvelle tension photovoltaïque optimale.

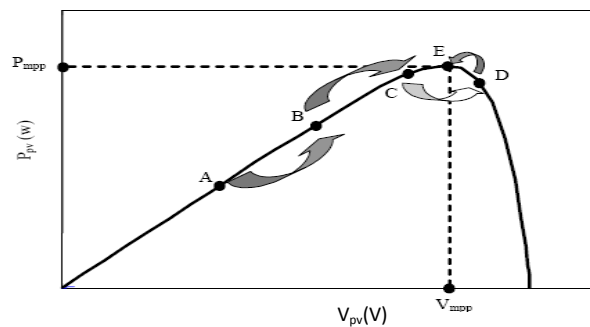


Figure (3-5) : Principe du contrôleur MPPT flou.

- Structure du contrôleur flou :

Le dispositif MPPT flou à base de mesure de la variation de la puissance Photovoltaïque (ΔP_{PV}) et de la tension photovoltaïque (ΔV_{PV}) détermine une variation ($\Delta V_{PV,ref}$) de la consigne de la tension photovoltaïque ($V_{PV,ref}$) selon les équations (3-1) à (3-3) :

$$\Delta P_{PV} = P_{PV}[k] - P_{PV}[k - 1] \quad (3-1)$$

$$\Delta V_{PV} = V_{PV}[k] - V_{PV}[k - 1] \quad (3-2)$$

$$V_{PV,ref}[k] = V_{PV}[k - 1] + \Delta V_{PV,ref} \quad (3-3)$$

La structure du contrôleur par logique floue appliqué au système photovoltaïque est montrée sur la figure (3-6). La tension du générateur

photovoltaïque V_{PV} est régulée de manière à ce qu'elle suit la tension photovoltaïque de référence ($V_{PV,ref}$) obtenue à la sortie du contrôleur flou (FLC). Ce dernier est utilisé pour calculer le rapport cyclique α via les équations classique du hacheur survolteur (voir figure (3-4)).

$$V_e = V_{pv,ref} - V_L \quad (3-4)$$

$$1 - \alpha_{mppt} = \frac{V_e}{V_{bus}} \quad (3-5)$$

$$\text{Alors, } \alpha_{mppt} = 1 - \frac{V_e}{V_{bus}} \quad (3-6)$$

Le bloc Normalisation permet la conversion les valeurs réelles (ΔP_{pv} , ΔV_{pv}) en grandeurs floues alors que l'objet Dénormalisation effectue la conversion inverse.

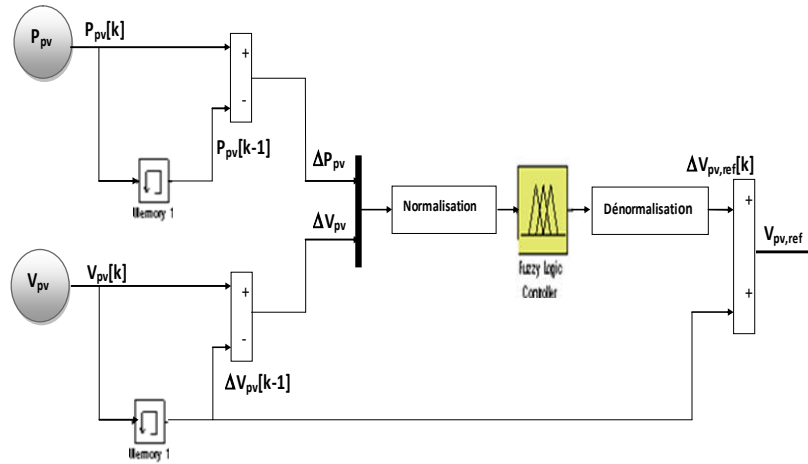


Figure (3-6): Structure du contrôleur MPPT flou appliqué au système Photovoltaïque

- **Choix des variables linguistiques et des fonctions d'appartenances:**

Les ensembles flous des variables d'entrées et les fonctions d'appartenance sont à définir en premier lieu. Dans notre étude, les variables d'entrées floues sont respectivement: la variation de la puissance (ΔP_{PV}) et la variation de la tension (ΔV_{PV}). On attribue à ces variables sept sous ensembles flous : GN : grand négative ; MN : moyen négative ; PN : petit négative ; PP : petit positive ; MP: moyen positive ; GP : grand positive ; ZE : Zéro

Nous avons opté pour des fonctions triangulaires pour les variables d'entrées, cause de la simplicité. (Figure(3-7))

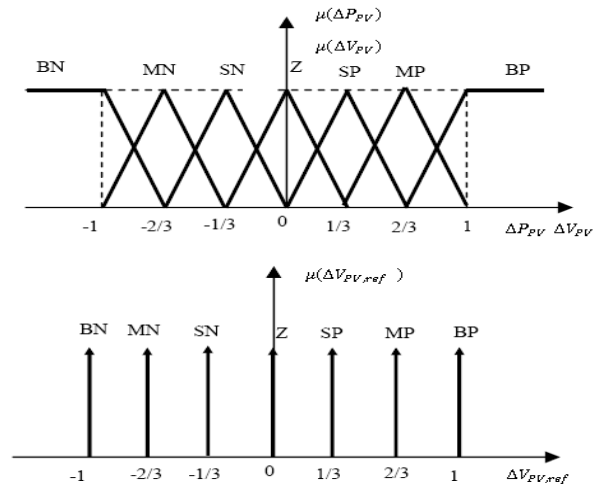


Figure (3.7) : Fonctions d'appartenance de: ΔP_{pv} , ΔV_{pv} et de $\Delta V_{pv,ref}$

- Règles de décision du contrôleur flou :

Le tableau (3-1) illustre la table des règles de décision floue utilisée dans notre cas.

ΔP_{pv} / ΔV_{pv}	GN	MN	SN	Z	SP	MP	GP
GN	GP	GP	MP	Z	MN	GN	GN
MN	GP	MP	SP	Z	SN	MN	GN
SN	MP	SP	SP	Z	SN	SN	MN
Z	GN	MN	SN	Z	SP	MP	GP
SP	MN	SN	SN	Z	SP	SP	MP
MP	GN	MN	SN	Z	SP	MP	GP
GP	GN	GN	MN	Z	MP	GP	GP

Tableau (3-1) : Table des règles de décision floue.

- Choix de la méthode de défuzzification :

La défuzzification est la dernière étape du régulateur ; elle réalise la conversion en valeur numérique de la valeur linguistique de ($\Delta V_{pv,ref}$). Le raisonnement utilisé pour l'inférence floue est celui de Sugeno [40], et la méthode de défuzzification est celle du centre de gravité.

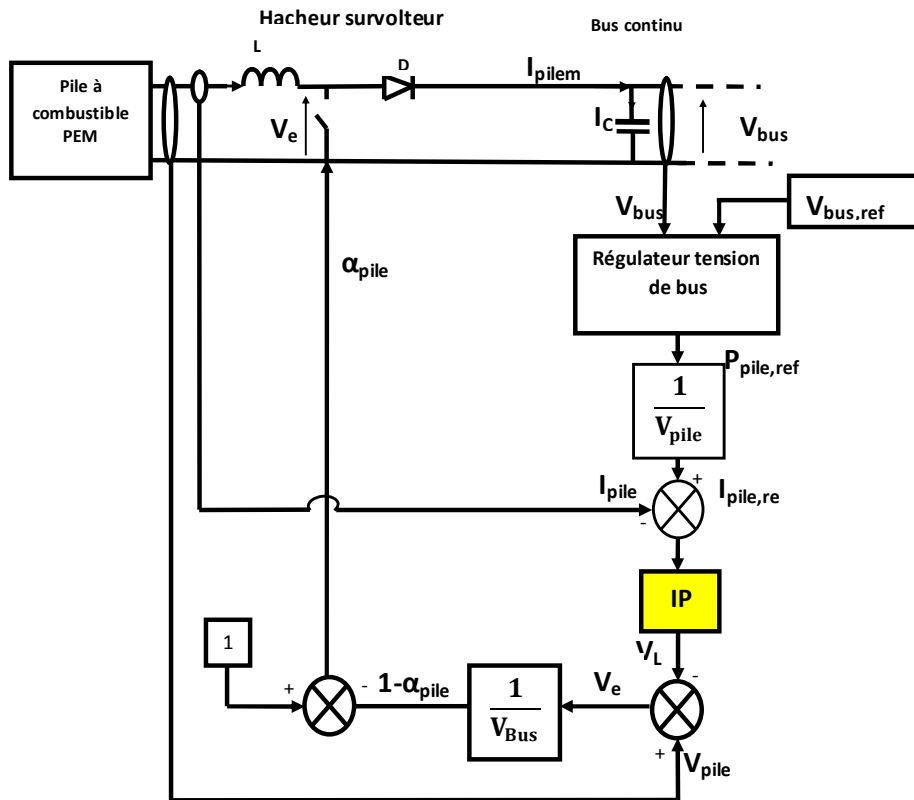
- **Commande de l'hacheur survolteur lié à la pile à combustible :**

La commande de la pile à combustible sert à définir cette dernière comme source d'appoint (de secours) .

La commande de l'hacheur survolteur de la pile est déterminée par une régulation en cascade :

- Le régulateur du bus continu permet de définir la puissance de référence de la pile, $P_{pile,ref}$.
- Le régulateur du courant de la pile permet la commande du convertisseur.

La figure (3-8) illustre le principe de commande de la pile à combustible.



Fig(3-8) : Schéma de commande de la pile à combustible

- **Contrôleur robuste du bus continu :**

La conception de cette commande est basée sur la théorie directe de lyapunov .La stabilité asymptotique globale du système est assurée par un choix judicieux d'une fonction candidate de lyapunov définie positive [41],[42].

On définit l'erreur de tension du bus comme suit :

$$e = V_{bus} - V_{bus,ref} \quad (3-7)$$

la dérivée de l'erreur est alors :

$$\dot{e} = \dot{V}_{bus} - \dot{V}_{bus,ref} \quad (3-8)$$

On choisit une fonction de Lyapunov quadratique :

$$V = \frac{1}{2}e^2 \quad (3-9)$$

Une condition suffisante de stabilité est d'assurer la dérivée de V définie négative :

$$\dot{V} = \dot{e}e \quad (3-10)$$

Choisissons une dérivée de V de forme exponentielle :

$$\dot{V} = -Ke^2 \quad (3-11)$$

Par identification de (3-10) et (3-11) , alors :

$$\dot{e} = -Ke \quad (3-12)$$

Il est à noter qu'un choix de la constante K positif et grand améliore la dynamique de l'erreur, qui convergera à zéro.

Dans cette condition, on détermine la commande (le courant de capacité I_c).

A partir de l'équation dynamique du bus continu :

$$I_c = c \frac{dV_{bus}}{dt} \quad (3-13)$$

$$I_c = c \cdot \dot{V}_{bus} \quad (3-14)$$

D'après l'équation (3-12) on a :

$$\dot{V}_{bus} = \dot{e} + \dot{V}_{bus,ref} \quad (3-15)$$

En substituant l'expression de \dot{V}_{bus} de l'équation (3-15) dans l'équation (3-14) :

$$I_c = c(\dot{e} + \dot{V}_{bus,ref}) \quad (3-16)$$

Dans notre cas, la tension de référence $V_{bus,ref}$ est choisie égale à 400 V .

L'équation (3-16) devient :

$$I_c = c \cdot \dot{e} \quad (3-17)$$

En remplaçant l'équation (3-12) dans (3-17) , on obtient :

$$I_c = -cKe = K_1 e \quad (3-18)$$

Où :

$$K_1 = -c \cdot K \quad (3-19)$$

En supposant que le système de génération photovoltaïque fonctionne en mode 1 (le GPV et la pile sont actifs). L'équation dynamique de bus continu s'écrit :

$$V_{bus} \dot{=} \frac{1}{c} (I_{rev,m} - I_{on}) \quad (3-20)$$

Avec :

$$I_{rev,m} = I_{pv,m} + I_{pile} \quad (3-21)$$

D'où :

$$I_{rev,m} = K_1 \cdot e + I_{on} \quad (3-22)$$

Et par conséquent, la puissance de référence de la pile est déduite par :

$$P_{pile,ref} = I_{pile} \cdot V_{bus} \quad (3-23)$$

Dans notre cas ;K est choisie égal à 1000 .

Le schéma (3-9) illustre une présentation du contrôleur robuste du bus continu.

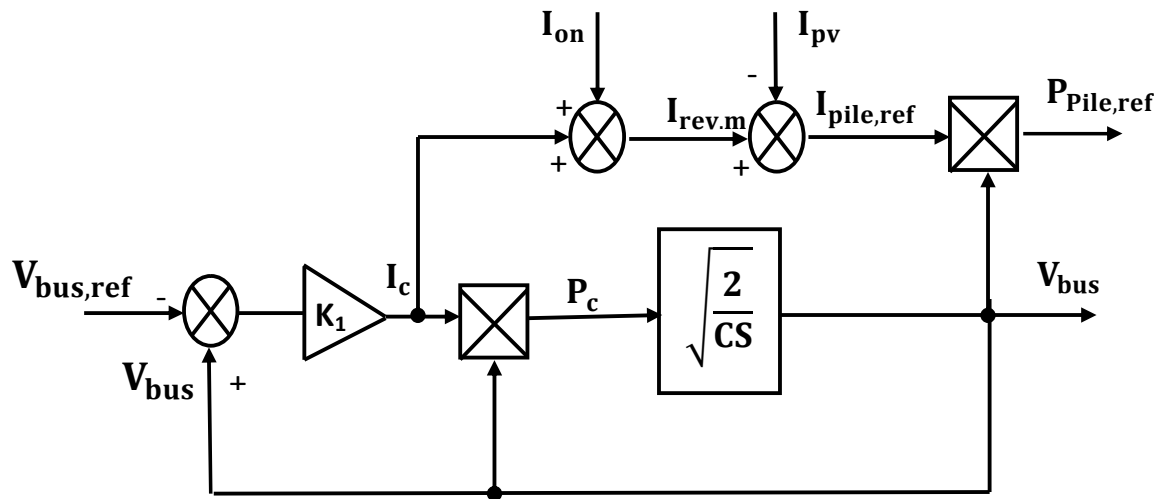


Fig :(3-9) Schéma du contrôleur robuste du bus continu

- **Calcul des paramètres du régulateur IP du courant de la pile :**

La chaîne de régulation du courant de la pile par le régulateur IP (Integral- proportionnel), peut être représentée par le schéma fonctionnel

figure (3-9), et où l'action intégrale anticipe l'action proportionnelle.[43]

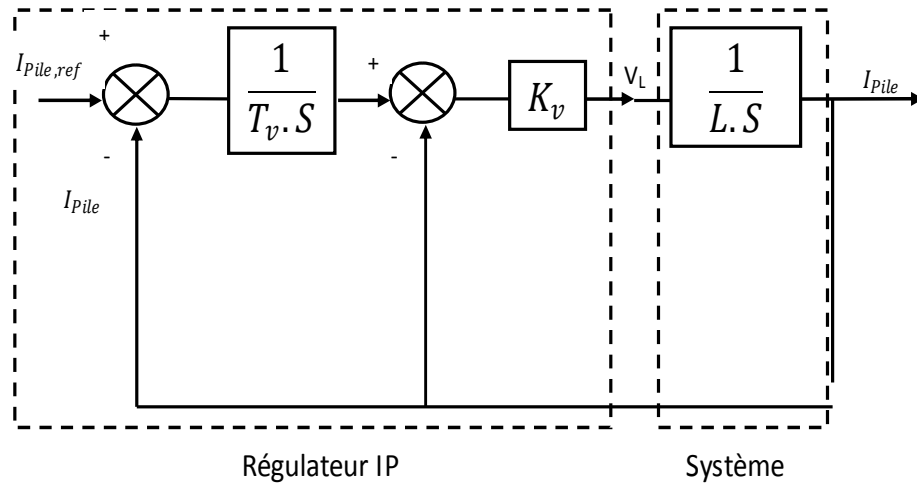


Fig (3-9) : Boucle de régulation du courant I_{pile}

Pour la boucle interne ,la fonction de transfert en boucle ouverte est :

$$G_{01}(S) = \frac{K_v}{L \cdot S} \quad (3-24)$$

En boucle fermée, la fonction de transfert est du premier ordre :

$$F_1(S) = \frac{G_{01}}{1+G_{01}} = \frac{1}{1+\tau_1 \cdot S} \quad (3-25)$$

Avec :

$$\tau_1 = \frac{L}{K_v}, \text{ ou } \tau_1: \text{ constante de temps pour la première boucle.}$$

Pour la boucle externe, la fonction de transfert en boucle ouverte (BO) est :

$$G_{02}(S) = \frac{1}{T_v \cdot S} \cdot \frac{1}{1+\tau_1 \cdot S} \quad (3-26)$$

Par voie de conséquence, la fonction de transfert globale en boucle fermée est :

$$F_2(S) = \frac{G_{02}(S)}{1+G_{02}(S)} = \frac{\frac{1}{T_v \cdot \tau_1}}{S^2 + \frac{1}{\tau_1} S + \frac{1}{T_v \cdot \tau_1}} \quad (3-27)$$

Par identification à la forme canonique du deuxième ordre :

$$F(S) = \frac{\omega_n^2}{S^2 + 2\xi\omega_n S + \omega_n^2} \quad (3-28)$$

Alors :

$$\begin{cases} \omega_n^2 = \frac{1}{T_v \tau_1} \\ 2\xi\omega_n = \frac{1}{\tau_1} \end{cases} \quad (3-29)$$

Alors

$$\begin{cases} \tau_1 = \frac{1}{2\xi\omega_n} \\ T_v = \frac{2\xi}{\omega_n} \end{cases} \quad (3-30)$$

Avec :

ω_n : Définit la bande passante du système en boucle fermée.

La constante de temps en boucle fermée τ est lié à ω_n par :

$$\tau = \frac{1}{\omega_n} \quad (3-31)$$

En choisissant τ (donc ω_n) et en fixant ξ , on déduit T_v , τ_1 et k_v .

Dans notre cas, ξ est choisie égale à 0.7 (dépassement optimum),

et la constante de temps τ en boucle fermée choisie à : $\tau = 0.0015$ s

D'où :

$$T_v = 0.0021, K_v = 5.$$

Le courant de référence de la pile à combustible PEM se détermine par :

$$I_{pile,ref} = \frac{P_{pile,ref}}{V_{pile}} \quad (3-32)$$

Le contrôleur IP effectue la régulation du courant de la pile I_{pile}

et produit :

$$V_L = IP(I_{pile,ref} - I_{pile}) \quad (3-33)$$

Par conséquent, la tension à la sortie de l'interrupteur V_e se déduit par :

$$V_e = V_{pile} - V_L \quad (3-34)$$

Et le rapport cyclique α_{pil} se met sous :

$$\alpha_{el} = 1 - \frac{V_e}{V_{bus}} \quad (3-35)$$

- **Commande par Backstepping de l'onduleur monophasé :**

La figure (3-11) présente un schéma bloc de commande par Backstepping de l'onduleur monophasé. [44]

Il a noter que la déduction de la loi de commande (tension en créneaux à la sortie de l'onduleur est faite en se basant sur les équations du filtre(L- C)de sortie .

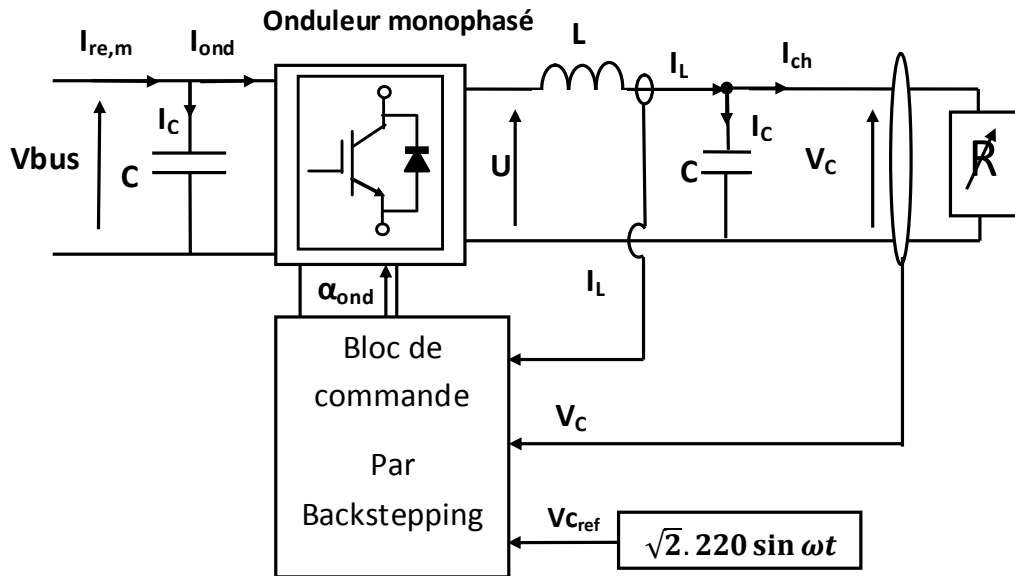


Fig (3-11) : Commande l'onduleur monophasé par Backstepping

L'équation d'état du filtre se met sous :

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = a_1 x_1 + a_2 x_2 \\ \dot{x}_2 = a_3 x_1 + a_4 U \end{cases} \quad (3-36)$$

Avec :

$$[X_1, X_2] = [V_c, i_L] ; y_m = V_{c,ref} = 220 \cdot \sqrt{2} \sin \omega t ; a_1 = \frac{-1}{CR} ; a_2 = \frac{1}{C} ;$$

$$a_3 = \frac{-1}{L} ; a_4 = \frac{1}{L} .$$

U : tension de commande en créneaux .

La commande par backstepping permet de reproduire à la sortie du filtre une référence $y_m = V_{c,ref} = 220 \cdot \sqrt{2} \sin \omega t$

Où : $L=5\text{mH}$; $C=100\mu\text{F}$.

Etape 1 :

Premièrement, on définit pour la sortie une trajectoire désirée y_m ,et on introduit l'erreur de poursuite suivante :

$$Z_1 = X_1 - y_m . \quad (3-37)$$

On définit une nouvelle erreur comme suit :

$$Z_2 = X_2 - \alpha_1 . \quad (3-38)$$

Avec :

α_1 : référence fictive stabilisant X_2

La dérivée de l'erreur de Z_1 est :

$$\dot{Z}_1 = \dot{x}_1 - \dot{y}_m = a_1 x_1 + a_2 (Z_2 + \alpha_1) - \dot{y}_m \quad (3-39)$$

$$\dot{Z}_1 = a_1 x_1 + a_2 Z_2 + a_2 \alpha_1 - \dot{y}_m \quad (3-40)$$

On choisit une première fonction de Lyapunov quadratique :

$$V_1 = \frac{1}{2} Z_1^2 \quad (3-41)$$

Sa dérivée est alors :

$$\dot{V}_1 = Z_1 \cdot \dot{Z}_1 = Z_1 (a_1 x_1 + a_2 Z_2 + a_2 \alpha_1 - \dot{y}_m) \quad (3-42)$$

On pose :

$$a_1 x_1 + a_2 \alpha_1 - \dot{y}_m = -C_1 Z_1 \quad (3-43)$$

Avec C_1 une constante positive assurant la négativité de \dot{V}_1 .

Dans cette condition ,on détermine α_1 à partir de l'équation (3-43) :

$$\alpha_1 = -\frac{C_1}{a_2} Z_1 - \frac{a_1}{a_2} x_1 + \frac{\dot{y}_m}{a_2} \quad (3-44)$$

La dérivée de l'erreur Z_1 devient :

$$\dot{Z}_1 = -C_1 Z_1 + a_2 Z_2 \quad (3-45)$$

Donc :

$$\dot{V}_1 = Z_1 (-C_1 Z_1 + a_2 Z_2) = -C_1 Z_1^2 + a_2 Z_1 Z_2 \quad (3-46)$$

$$\dot{Z}_2 = \dot{x}_2 - \dot{\alpha}_1 = a_3 x_1 + a_4 U - \left[-\frac{C_1}{a_2} Z_1 - \frac{a_1}{a_2} \dot{x}_1 + \frac{\ddot{y}_m}{a_2} \right]$$

$$\dot{Z}_2 = a_3 x_1 + a_4 U - \frac{C_1^2}{a_2} Z_1 + C_1 Z_2 + \frac{a_1^2}{a_2} x_1 + a_1 x_2 - \frac{\ddot{y}_m}{a_2} \quad (3-47)$$

Etape 2 :

Pour tenir compte de l'erreur de courant Z_2 , La fonction de Lyapunov V_1 précédente (3-41) est augmentée d'un autre terme :

$$V_2 = V_1 + \frac{1}{2} Z_2^2 \quad (3-48)$$

$$V_2 = \frac{1}{2} Z_1^2 + \frac{1}{2} Z_2^2 \quad (3-49)$$

Ainsi que sa dérivée :

$$\dot{V}_2 = \dot{Z}_1 \cdot Z_1 + \dot{Z}_2 \cdot Z_2 \quad (3-50)$$

$$\dot{V}_2 = -C_1 Z_1^2 + a_2 Z_1 Z_2 + \dot{Z}_2 \cdot Z_2 \quad (3-51)$$

En remplaçant l'équation (3-47) dans (3-51) , on obtient :

$$\dot{V}_2 = -C_1 Z_1^2 + Z_2 [a_2 Z_1 + a_3 x_1 + a_4 U - \frac{C_1^2}{a_2} Z_1 + C_1 Z_2 + \frac{a_1^2}{a_2} x_1 + a_1 x_2 - \frac{\dot{y}_m}{a_2}] \quad (3-52)$$

On écrit l'équation (3-52) sous une forme choisie définie négative :

$$\dot{V}_2 = (-C_1 Z_1^2 - C_2 Z_2^2) \leq 0 \quad (3-53)$$

Par superposition (3-52) et (3-53) , on obtient :

$$a_2 Z_1 + a_3 x_1 + a_4 U - \frac{C_1^2}{a_2} Z_1 + C_1 Z_2 + \frac{a_1^2}{a_2} x_1 + a_1 x_2 - \frac{\dot{y}_m}{a_2} = -C_2 Z_2 \quad (3-54)$$

Où C_2 : constante positive choisie .

La loi de commande U , assurant la stabilité du système qui fait converger l'erreur vers zéro est déduite par :

$$U = -\frac{(C_1+C_2)}{a_4} Z_2 + \left(\frac{C_1^2-a_2^2}{a_2 a_4}\right) Z_1 - \left(\frac{a_3}{a_4}\right) x_1 - \left(\frac{a_1}{a_4}\right) x_2 + \frac{\dot{y}_m}{a_2 a_4} \quad (3-55)$$

Il est noter que l'amélioration de la dynamique du système revient à choisir à augmenter les valeurs des constantes C_1, C_2 .

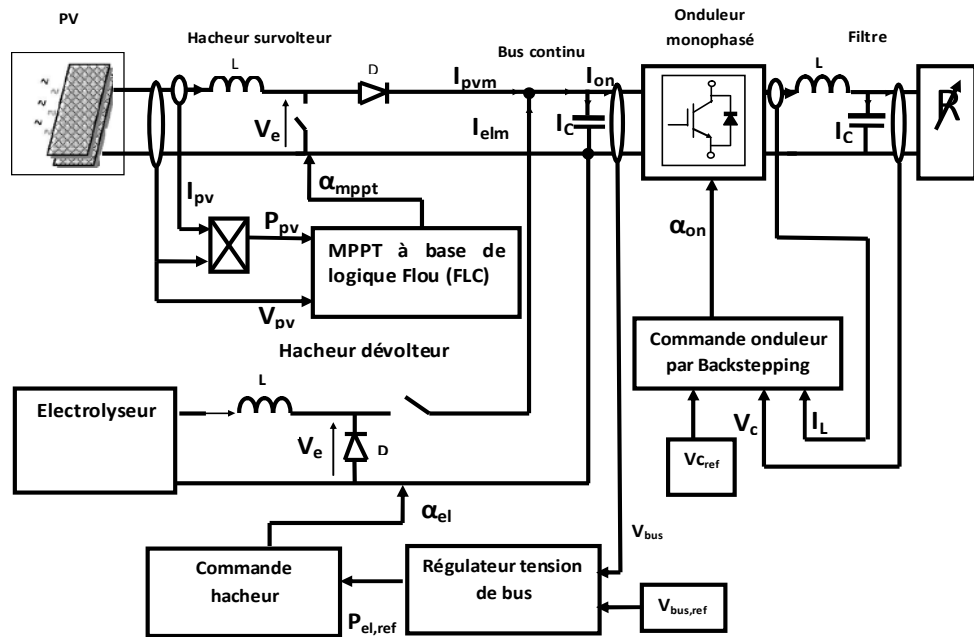
Dans notre cas ; on fait le choix suivant :

$$C_1=10^{21}, C_2=10^{20}.$$

3-2-2 Mode 2 (stockage de gaz) :

Dans ce mode de fonctionnement, le réservoir est considéré non plein. L'énergie excessive produite par le générateur photovoltaïque est stockée sous forme de gaz par l'intermédiaire de l'électrolyseur.

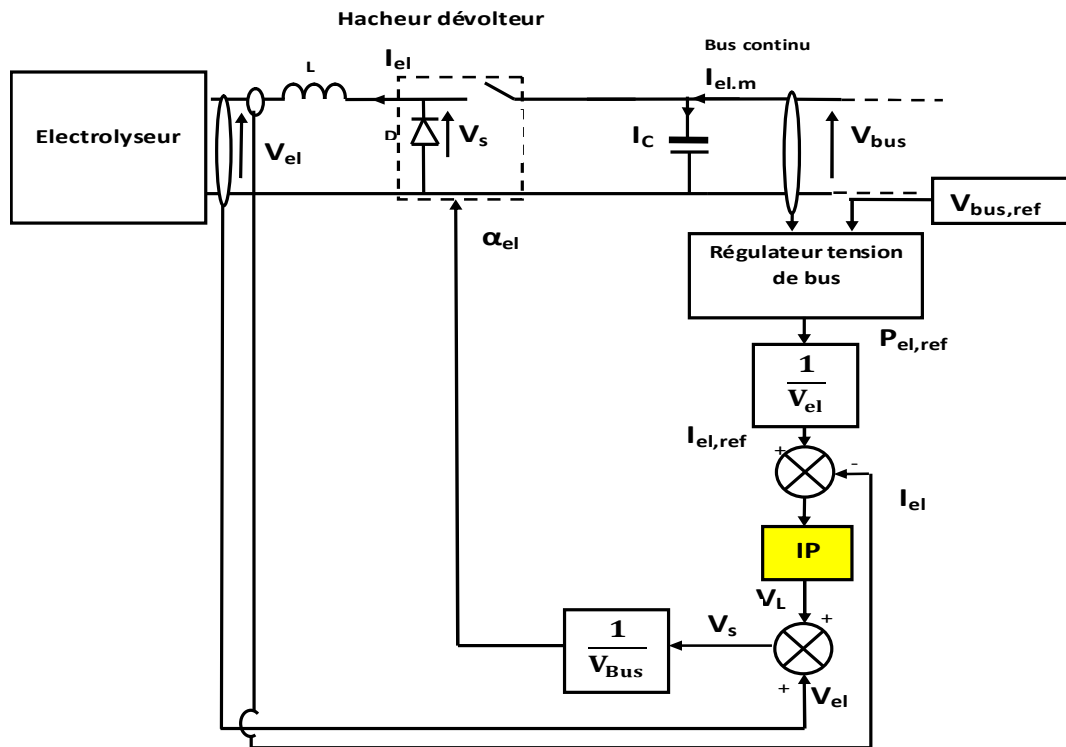
Le mode 2 est maintenu tant que le volume de réservoir de gaz n'atteint pas le seuil maximum, [45],[46],[47],[48]. Au delà de cette limite, le superviseur bascule le système au mode 3. Le schéma du système global correspondant au mode 2 est montré sur la figure (3-12) .



Fig(3-12) : configuration du système de génération hybride en mode 2

- **Commande de l'électrolyseur :**

La commande de l'hacheur dévolteur lié à l'électrolyseur est basée sur la régulation du courant de l'électrolyseur[49],[50],[51] ,[52]. Le régulateur de la tension du bus continu précédemment décrit au mode 1 fournit la puissance de référence de l'électrolyseur $P_{elec,ref}$.Comme dans le cas de la pile ,un régulateur IP est incorporé pour le contrôle du courant de l'électrolyseur et ce comme suit :



Fig(3-13) : schéma de commande de l'électrolyseur

Remarque :

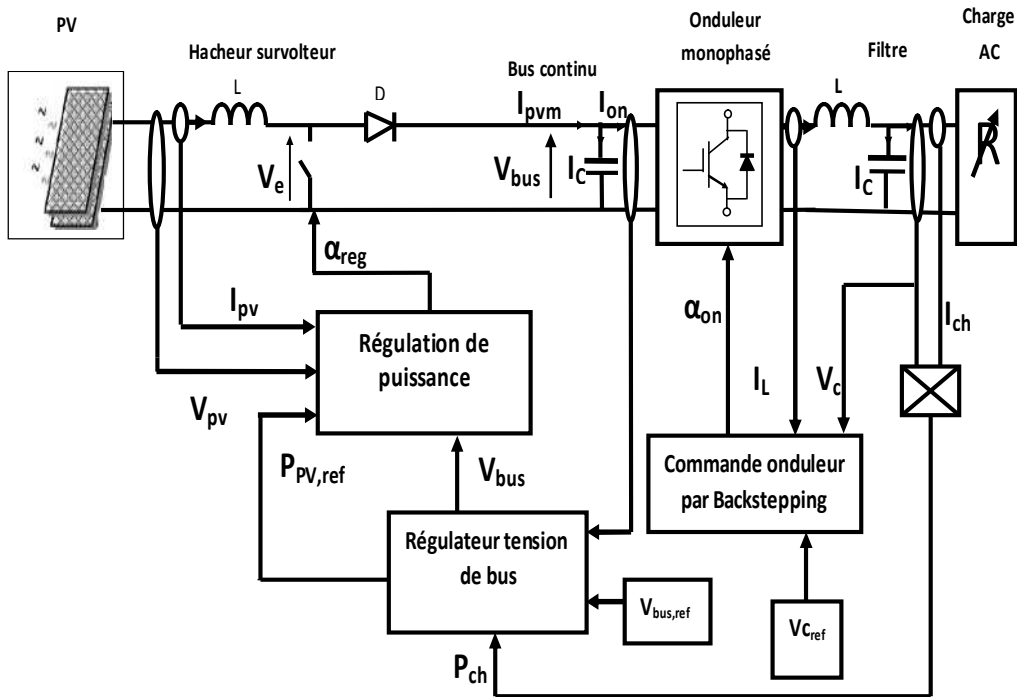
- Les paramètres du régulateur IP de l'électrolyseur sont choisis identiques à ceux de la pile à combustible, car les éléments de stockage (L,C) sont identiques : $T_v = 0.0021$, $K_v = 5$.
- Les commandes du générateur photovoltaïque , du bus continu et l'onduleur monophasé sont identiques à celles du premier mode.

3-2-3 mode 3 (régulation de puissance) :

Dans ce mode, le réservoir est considéré plein ; le générateur photovoltaïque fournit la puissance nécessaire (la puissance de régulation) pour satisfaire la demande de la charge, par contre le sous système hydrogène est inactif.

Une fois la puissance maximale du générateur photovoltaïque ne satisfait pas cette requête, le superviseur entre le système en mode 1.

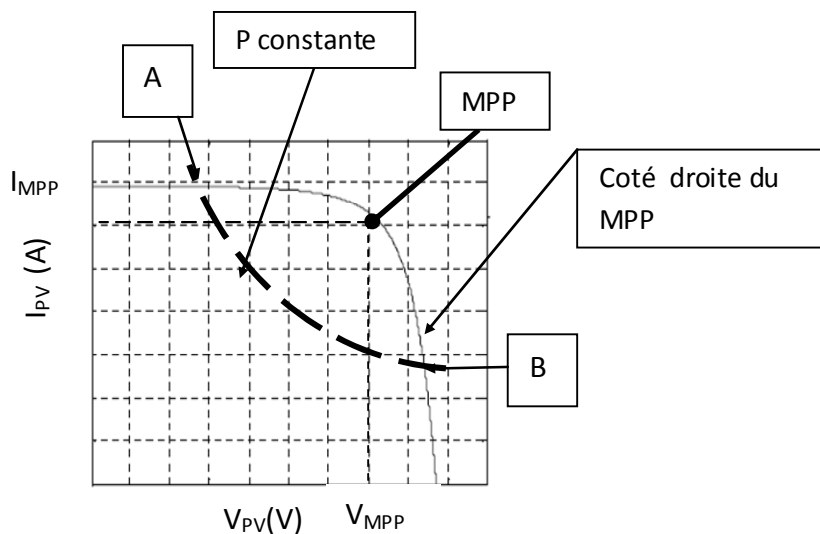
La Configuration du système correspondant en mode 3 est illustrée sur la figure (3-14).



Fig(3-14) : configuration du système en mode 3

- **Remarque :**

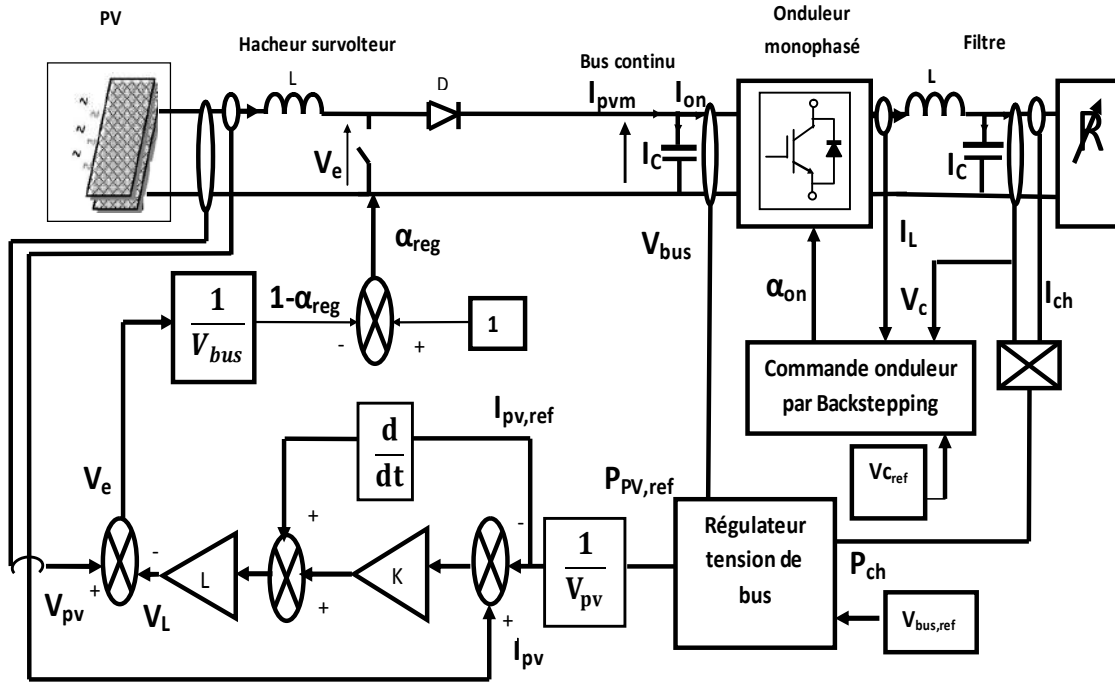
Il est noter que pour assurer la stabilité du système , le point de fonctionnement doit se situer à droite du point MPP (point B) et non pas à gauche (point A) de la caractéristique I-V du GPV (voir fig 3-15) . Cette conclusion est déduite lors de l'utilisation d'un hacheur survolteur.



Fig(3-15) : caractéristique de générateur photovoltaïque

- **Commande de l'hacheur survolteur lié au générateur photovoltaïque (fonctionnement en régulation puissance) :**

Le régulateur de la tension du bus permet de déterminer la puissance de régulation $P_{pv,ref}$ satisfaisant la charge [53], [54], [55], [56].



Fig(3-16) : commande de générateur photovoltaïque en mode régulation de puissance

Le courant de référence du générateur photovoltaïque se détermine par :

$$I_{pv,ref} = \frac{P_{pv,ref}}{V_{pv}} \quad (3-56)$$

Le contrôleur basé sur la théorie de Lyapunov effectue la régulation du courant du GPV (I_{PV}).

-Contrôleur de courant du GPV basé sur la théorie de Lyapunov :

On définit l'erreur du courant du générateur photovoltaïque comme suit :

$$e = I_{PV} - I_{PV,ref} \quad (3-57)$$

la dérivée de l'erreur se met sous :

$$\dot{e} = \dot{I}_{PV} - \dot{I}_{PV,ref} \quad (3-58)$$

Soit la fonction de Lyapunov définie positive :

$$V = \frac{1}{2} e^2 \quad (3-59)$$

Sa dérivée est alors :

$$\dot{V} = \dot{e}e \quad (3-60)$$

Choisissons une dérivée de V de forme exponentielle :

$$\dot{V} = -Ke^2 \quad (3-61)$$

Alors

$$\dot{e} = -Ke \quad (3-62)$$

On choisit une constante positive K pour assurer la négativité de \dot{V} , et faire converger l'erreur vers zéro.

Dans cette condition, on détermine la commande (la tension au bornes de la bobine V_L) à partir de l'équation dynamique de la bobine de l'hacheur survolteur :

$$V_L = L \frac{dI_{pV}}{dt} = L \cdot \dot{I}_{pV} \quad (3-63)$$

En substituant l'expression de \dot{I}_{pV} de (3-58) dans (3-63), on obtient :

$$V_L = L(\dot{e} + I_{pV,ref}) \quad (3-64)$$

En remplaçant l'équation (3-62) dans (3-64), on obtient :

$$V_L = L(-Ke + I_{pV,ref}) \quad (3-65)$$

Par conséquent, la tension à l'entrée de l'interrupteur V_e se déduit par :

$$V_e = V_{pv} - V_L \quad (3-66)$$

Et le rapport cyclique α_{reg} se met sous :

$$\alpha_{reg} = 1 - \frac{V_e}{V_{bus}} \quad (3-67)$$

3-3 Régulation de la température de la pile :

Le but via cette régulation est maintenir la température de la pile à sa valeur de fonctionnement optimale ($T_{ref}=35^\circ\text{c}$). Pour ce faire, un régulateur PI produit le flux d'échange Q_{ech} avec l'extérieur, pour réguler cette température. [57]

- **Calcul des paramètres du régulateur PI de la température :**

L'équation dynamique de la température de la pile issue du bilan thermique (voir chapitre 2, l'équation (2-12)) peut se mettre sous :

$$C_p \left(\frac{dT}{dt} \right) + (h_{ext1} - k) \cdot T_{pile} = P_{th} + (h_{ext1} - k) \cdot T_{ambiante} - \varphi_{ech} \quad (3-68)$$

Avec :

Q_{ech} : le flux d'échange désigne la commande.

Et :

$P_r = P_{th} + (h_{ext1} - k) \cdot T_{ambiante}$: désigne la perturbation.

On pose :

$$A = C_p ; k = (C_{p(H_2)} \cdot F_{(H_2)} + C_{p(O_2)} \cdot F_{(O_2)}) ; B = h_{ext1} - k.$$

La chaîne de régulation de la température est présentée sur le schéma suivant :

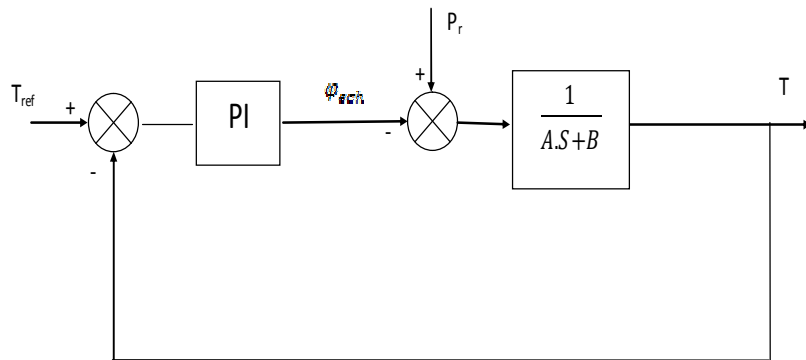


Fig (3-17) : Schéma fonctionnel de la régulation de température

La réponse dynamique de la température se met sous :

$$T = (Pr - \varphi_{ech}) \cdot \frac{1}{(AS+B)} \quad (3-69)$$

Dans le cas de l'utilisation d'un régulateur PI classique, T s'écrit alors :

$$T = \frac{1}{A.S+B} \cdot Pr - \frac{1}{A.S+B} \cdot \left(\frac{Kp.S+Ki}{S} \right) \cdot (Tref - T) \quad (3-70)$$

Soit :

$$T = \frac{S}{A.S^2+(B-Kp)S-Ki} \cdot Pr - \left(\frac{Kp.S+Ki}{A.S^2+(B-Kp)S-Ki} \right) \cdot Tref \quad (3-71)$$

Cette fonction de transfert possède une dynamique du 2nd ordre.

En identifiant le dénominateur à la forme canonique $\frac{1}{1+\frac{2\xi}{\omega_n}S+\frac{S^2}{\omega_n^2}}$, nous

avons à résoudre le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} \frac{A}{-Ki} = \frac{1}{\omega_n^2} \\ \frac{2\xi}{\omega_n} = \frac{B-Kp}{-Ki} \end{cases} \quad (3-72)$$

Donc :

$$\begin{cases} Ki = -A \cdot \omega_n^2 \\ Kp = B - 2\xi A \omega_n \end{cases} \quad (3-73)$$

ω_n : définit la bande passante du système en boucle fermée.

$\tau = \frac{1}{\omega_n}$; constante de temps en BF.

En choisissant τ donc ω_n et en fixant ξ , on déduit K_i, K_p

Dans notre cas ξ est choisie égale à 1 et $\tau=0.15\text{sec}$

d'où : $K_i=-253333.33$; $K_p=-75871.02$

3-4 Conclusion :

Ce chapitre a été consacré à l'exposé de l'ensemble d'algorithmes et les différentes approches permettant de commander le système de génération photovoltaïque .cela a été fait en allant de la représentation macroscopique à celle microscopique selon les modes de fonctionnement proposés.

Chapitre 4

Résultats de Simulations

4-1 Introduction :

Dans le présent chapitre ,on va mettre en exergue les performances du système de génération photovoltaïque issues des modes de fonctionnement et des lois de commande présentées au chapitre précédent .en fait ,le chapitre débute par la description d'un gestionnaire d'énergie intelligent ,et finit par la présentation des résultats de simulation .

4-2 Description et Principe de fonctionnement du superviseur intelligent :

Contrairement au gestionnaire d'énergie classique, qui détermine le mode de fonctionnement du système ,en comparant la demande de la charge et la puissance du générateur PV , le superviseur proposé concrétise la meme tache sans faire recours à la demande de charge[58], [59], [60], [61], [62], [63].

Sur la figure(4-1) est illustrée la caractéristique (I-V)du GPV pour un éclairement et une température donnés ,et où on peut distinguer :

- Courbe 1 : caractéristique I-V (courant –tension) du GPV.
- Courbe 2 : puissance de référence P_{sref} produite par le générateur photovoltaïque en mode régulation (mode 3).
- Courbe 3 : puissance maximale produite par le GPV P_f (au point C).

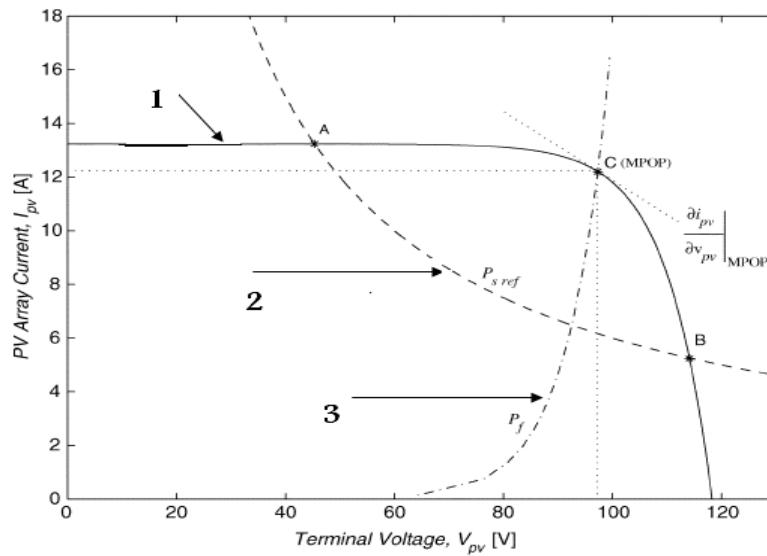


Fig (4-1) : Caractéristique I-V du générateur photovoltaïque

On peut remarquer l'existence de deux points de fonctionnement possibles capable de fournir la puissance P_{sref} (point A et B) .

Le fonctionnement dans le côté droit du point MPP (point B) est plus stable que le fonctionnement à gauche (point A) ; par conséquent ce choix est adopté.

Un critère fiable pour décider quand commuter du mode 3 au mode 1 (ou 2) et inversement est déduit ci-après .

La dérivée de la puissance du GPV au point MPP (point C) est nulle

$$\frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}} = 0 \quad (4-1)$$

Où

$$\frac{\partial (i_{pv} \cdot V_{pv})}{\partial V_{pv}} = 0 \quad (4-2)$$

On déduit la condition de la conductance incrémentale :

$$\frac{\partial i_{pv}}{\partial V_{pv}} V_{pv} + i_{pv} = 0 \quad (4-3)$$

De l'équation (4-3) ,l'expression suivante est déduite :

$$P_f = -\frac{\partial i_{pv}}{\partial V_{pv}} V_{pv}^2 \quad (4-4)$$

Ou :

$$P_f \cong -\frac{\Delta i_{pv}}{\Delta V_{pv}} V_{pv}^2 \quad (4-5)$$

La puissance P_f quantifiée au (point C) détermine en fait la puissance maximale produite. Cependant, quand cette puissance est calculée pour d'autres valeurs de tension V_{pv} , elle ne devient plus une puissance réelle, mais une puissance fictive P_f , qui peut être utilisée pour déterminer le mode de fonctionnement du système global.

On considère par exemple le système fonctionnant en mode 3, où il fournit la puissance de régulation P_{sref} (point B).

En reprenant la figure (4-1), dans ce côté, la courbe $I_{pv}(V_{pv})$ présente une pente fortement négative et par conséquent, pour n'importe quel point fonctionnant dans cette zone, P_f est largement supérieure à la puissance maximale au point MPP (point C) et à celle de la puissance réelle P_{sref} au point de fonctionnement actuel (point B).

A cette particularité, Le superviseur intelligent peut choisir le mode de fonctionnement selon la figure (4-2) :

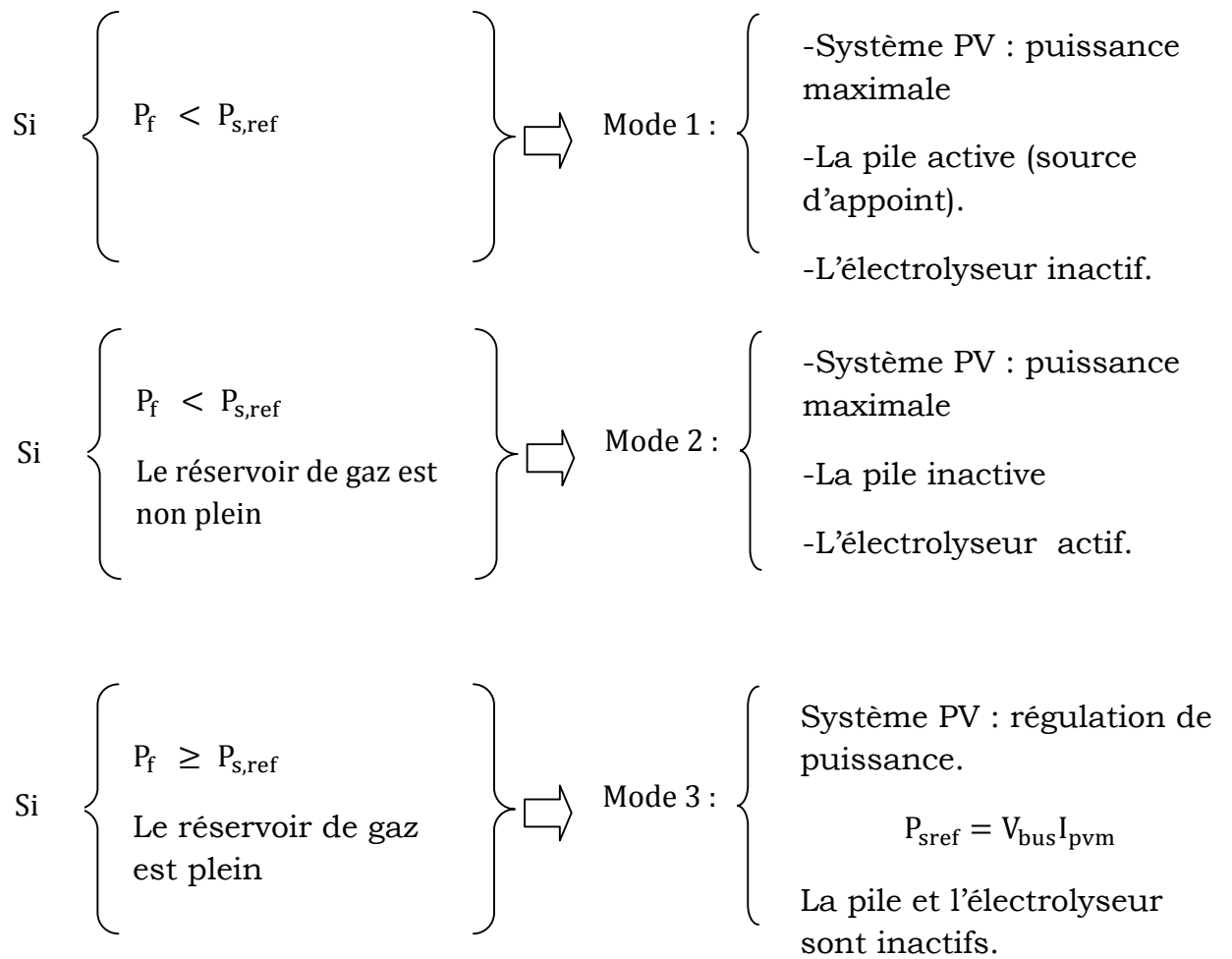


Fig (4-2) : principe de fonctionnement du superviseur intelligent

4-3 Résultats de simulation :

Dans ce qui suit, on présente un ensemble de graphes simulant les performances du système fonctionnant avec les lois de commande développées au chapitre précédent, et contrôlé par le gestionnaire d'énergie développé.

A cet effet , les résultats simulent la demande en puissance de dix foyers ,figurant sur le tableau (4-1) ,alors que le niveau d'éclairément est supposé varié en créneaux.

Temps(s)	0-0.2	0.2-0.4	0.4-0.6	0.6-0.8	0.8-1	1-1.2	1.2-1.4
P _{ch} (KW)	1.1	1.5	4.5	1.5	1.1	1.5	4.5

Tableau (4-1) : demande de la charge

Caractéristique des puissances :

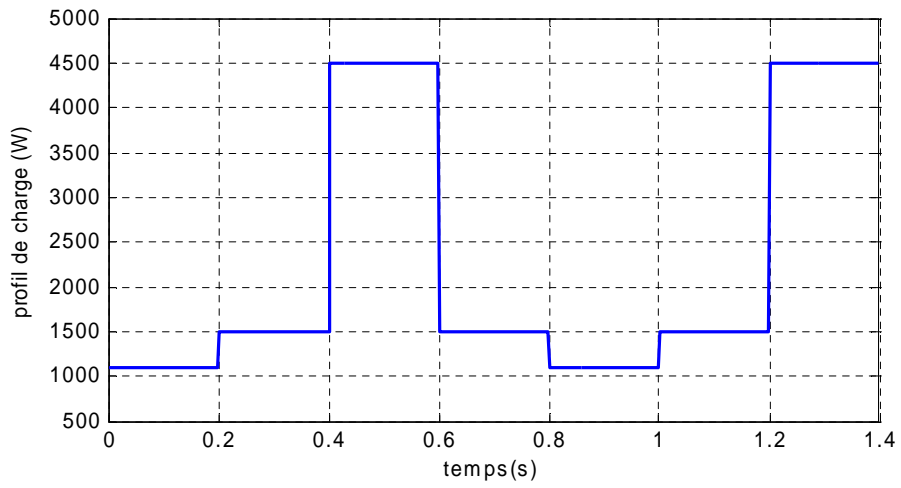
- Sur les figures (4-3) et (4-4) sont représentés respectivement de profil de charge proposé au tableau (4-1) ,et les niveaux d'éclairément ,qui possèdent une moyenne de 800 W/m² .En fait, ces courbes représentent l'input du système .
- Sur les figures (4-5), (4-6) et (4-7) sont illustrées les puissances fournies /absorbées par les différentes sous systèmes (GPV, pile et électrolyseur), alors que les caractéristiques (4-8) , (4-9) et (4-10) décrivent les conditions et le basculement des différents modes de fonctionnement .

De ces graphes, les conclusions suivantes sont extraites :

1. De (0 à 0.2s) : la demande de la charge est d'environ 1 .1 kw ,alors que le générateur PV a été dimensionné pour une puissance plus grande (égal à 4.2kw) ; le GPV satisfait seulement cette demande (figure (4-5) et le système fonctionne en mode 3 (voir la figure (4-10))

- , par contre la pile et l'électrolyseur sont inactifs (voir figure (4-6) et (4-7)).
2. De (0.2 à 0.4s) : la demande de la charge augmente d'environ 400 W , et le palier d'éclairement passe à 800W/m² .Etant donné que le réservoir est supposé plein , le système fonctionne toujours en mode 3 (figure (4-10), et le GPV délivre la puissance de la charge (1.5 kw).
 3. De (0.4 à 0.6s) : une demande pic de la charge à l'heure de point est constatée (égal 4.5kw),alors que le palier d'éclairement remonte à 1000w/m² .A cette condition ,le GPV est inapte de couvrir la demande de la charge , et le système bascule en mode 1 (figure (4-10)), où le GPV fonctionne en MPPT est délivre 4250w ,alors que la pile (source d'appoint) délivre une puissance de 350W pour satisfaire la demande de la charge (figure (4-6)) .
 4. De (0.6 à 0.8s) : une demande moindre de la charge est constatée 1.5 kw , le générateur GPV couvre cette puissance , et le système bascule à nouveau en mode 3 (voir figure 4-10)).
 5. De (0.8 à 1.2s) : les réservoirs de stockage de gaz (H₂,O₂) sont supposées non plein .Le niveau d'éclairement remonte en créneaux (figure (4-4))et la puissance de charge oscille autour de 1.5 KW .Par conséquent la puissance du GPV est largement grande ; le système bascule en mode 2 (voire figure (4-7)) .
 6. De (1.2 à 1.4s) : la puissance de la charge retrouve à nouveau la valeur de crête (4500W) . Le système repasse à nouveau en mode 1 ; ou le GPV fonctionne en MPPT ,et la pile active délivre la puissance excédentaire pour satisfaire la charge (voir figure (4-6)).
- Sur les figures (4-8) et (4-9) sont montrées les tracées de la puissance fictive P_f développée précédemment, ainsi que le Zoom.

On peut remarquer que lorsque P_f est supérieure à P_{sref} , le mode 3 est remarqué , alors que dans le cas contraire , un basculement vers mode 1/ mode 2 est constaté .



Fig(4-3) : Puissance demandée par la charge

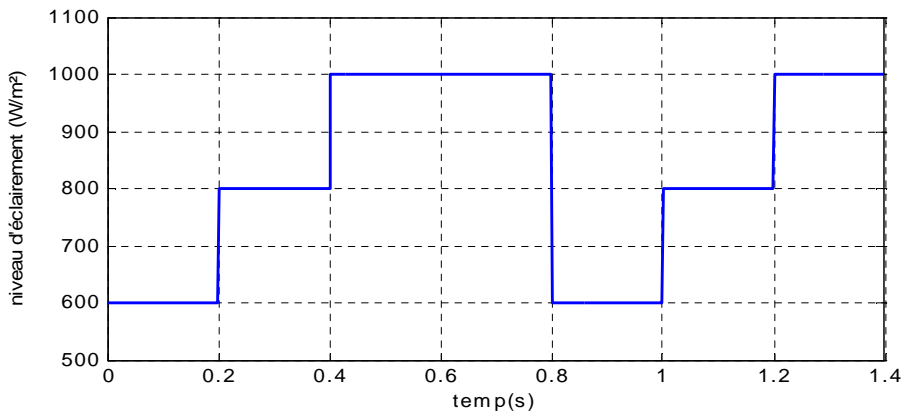


Fig (4-4): niveau d'éclairement

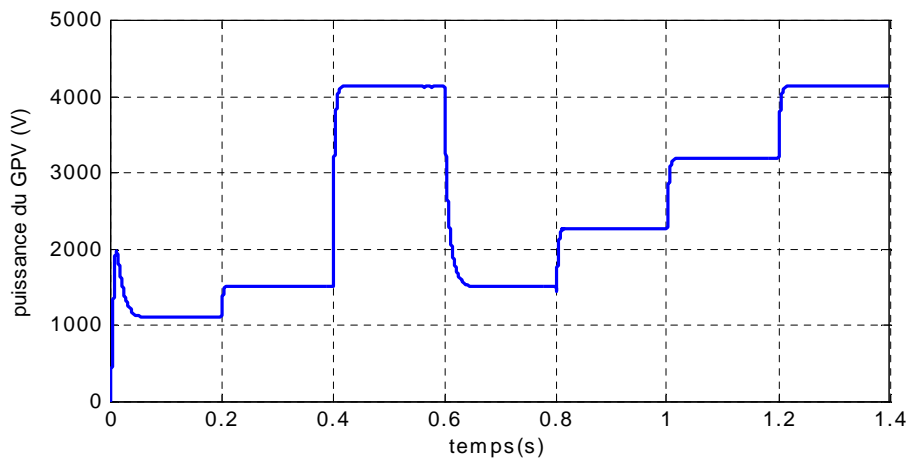


Fig (4-5) : puissance du générateur photovoltaïque

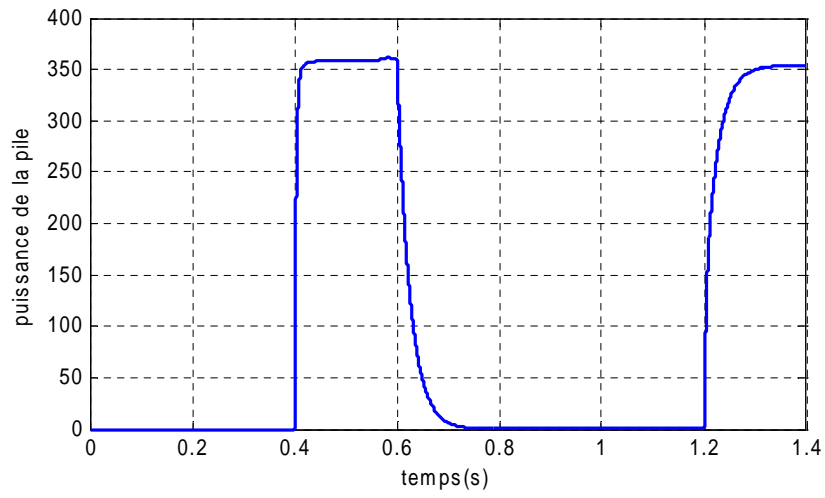
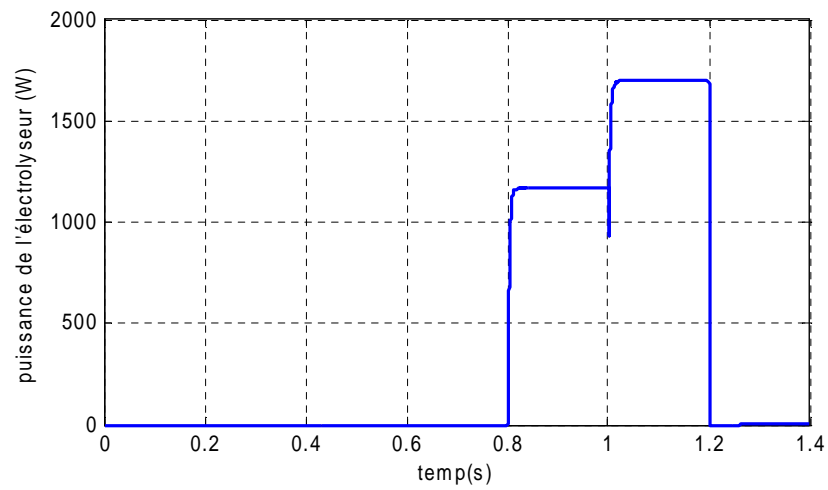
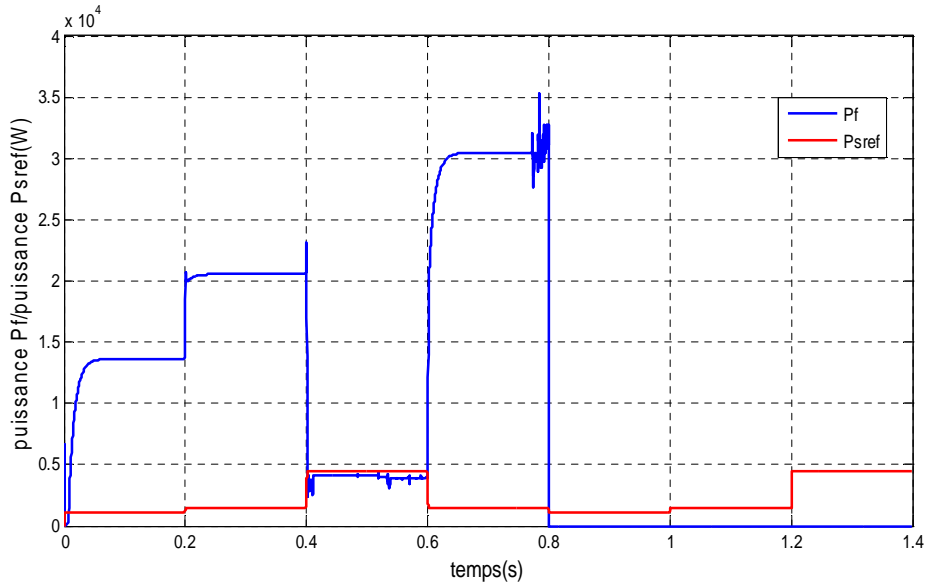


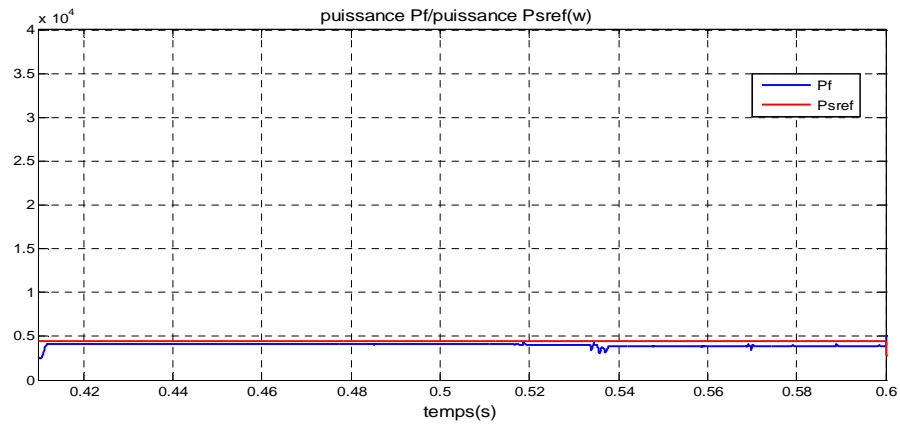
Fig (4-6) : puissance de la pile à combustible PEM (W)



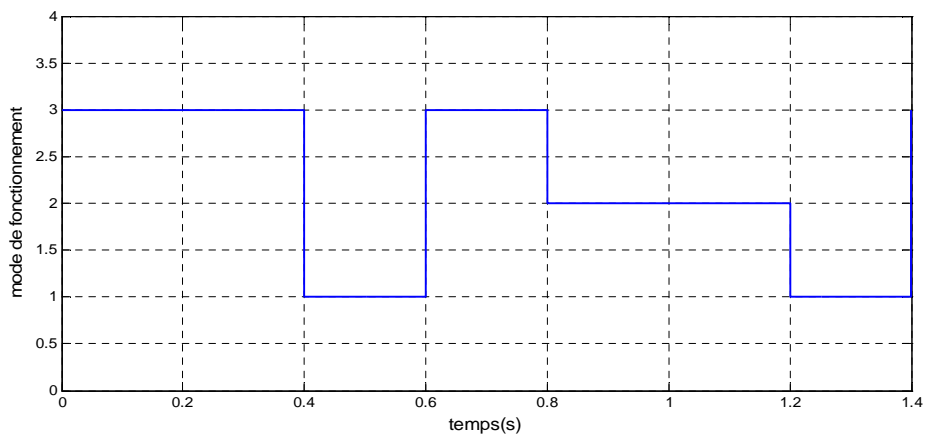
Fig(4-7) : puissance de l'électrolyseur



Fig(4-8) : Puissance fictive et puissance de référence



Fig(4-9) Zoom de la puissance fictive



Fig(4-10) : configuration des différents modes de fonctionnement

Caractéristiques des tensions / courants :

Sur les figures (4-11) à (4-24) sont présentées les allures des tensions et courants des différents sous -systèmes.

- Sur la figure (4-13) et (4-16) sont représentés respectivement la tension et le courant du générateur photovoltaïque, alors que les figures (4-15) et (4-18) décrivent les passages du mode 3 au mode 2

De ces figures, on peut constater que :

1. De (0-0.4s) : la tension du GPV est supérieure à la tension au point MPPT ; ce qui confirme qu'en mode 3 (régulation de puissance) , le point de fonctionnement doit se situer à droite du point optimum ($V_{pv} > V_{op}$). (voir figure (4-14)) .
2. De (0.4-0.6s) : le système bascule en mode 1 et la tension rejoint le point MPP ($V_{pv} = V_{op}$) .

Pour mettre en exergue l'efficacité du contrôleur MPPT flou (FLC) , on détermine les critères de performances suivant :

Le Critère de performance IAE, où intégrale de l'erreur absolue :

$$IAE = \int_0^t |e(t)| dt \quad (4-6)$$

Et:

Le critère ISE, intégrale du carrée de l'erreur :

$$ISE = \int_0^t e^2(t) dt \quad (4-7)$$

Ou, on aura : ISE=0.008, IAE=0.08

Des deux critères, on peut conclure que le régulateur MPPT flou prouve son efficacité.

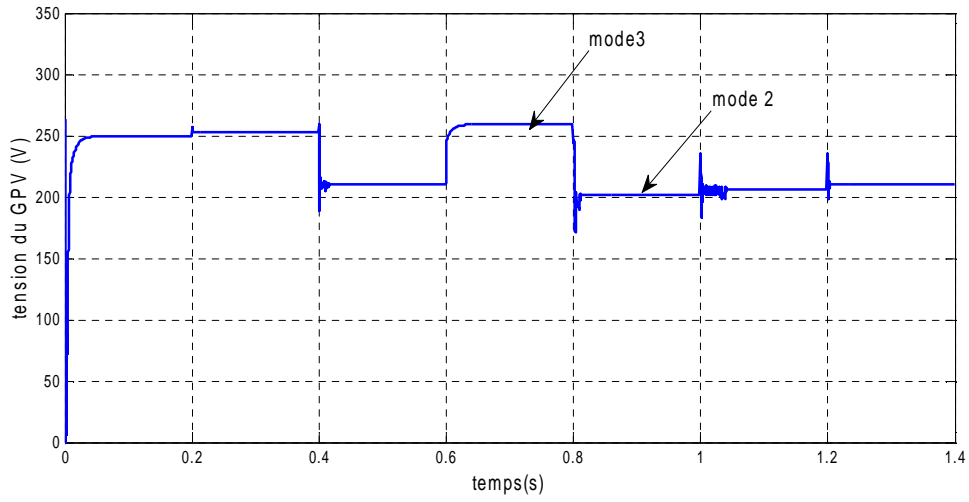
- Les figures (4-11) et (4-12) montrent les allures de la tension du bus continu et son zoom.

On remarque que cette tension est toujours régulée et que la réponse suit sa référence sans dépassement, ni erreur statique (avec un temps de réponse de 0.003s) .Les critères de performances précédents fournient :

$$IAE=4 \cdot 10^{-14}, ISE= 4 \cdot 10^{-27}$$

Ceci prouve que le régulateur est rapide et précis. En outre, le régulateur a montré une robustesse notable lors de la permutation d'un mode à un autre et à la variation de charge.

- Sur la figure (4-24) est présenté un zoom de la tension de la charge issue de la régulation par Backstepping . On peut constater que la réponse suit d'une manière satisfaisante sa référence (précision et rapidité),et une robustesse vis-à-vis la commutation des modes et de la charge. D'après les (4-6) et (4-7) , les critères de performance produisent : $IAE=0.008, ISE=0.0001$.
- Sur les figures (4-19), (4-20), (4-21)et (4-22) sont présentées respectivement les courants de la pile à combustible et l'électrolyseur ,ainsi que leurs zoom . On peut distinguer un bon suivi des consignes des courants et une rapidité notable (avec un temps de réponse de 0.01s) ; ce qui prouve l'efficacité des régulateurs IP incorporés.



Fig(4-13) : Tension du générateur photovoltaïque .

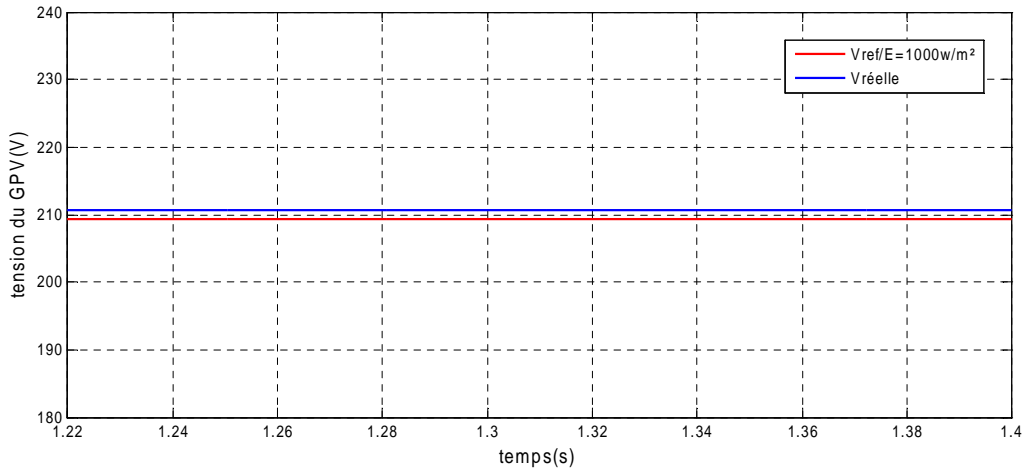


Fig (4-14) :Zoom de la tension du GPV en mode 1 (MPPT)

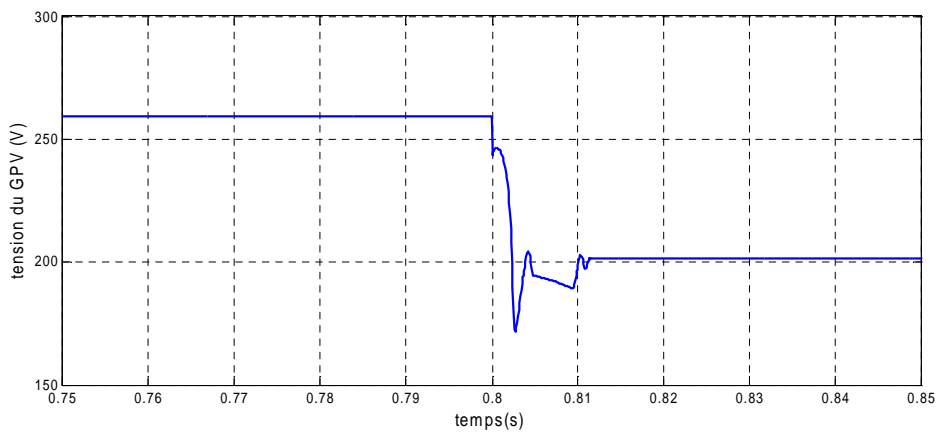


Fig (4-15) :Zoom passage de mode 3 au mode 2

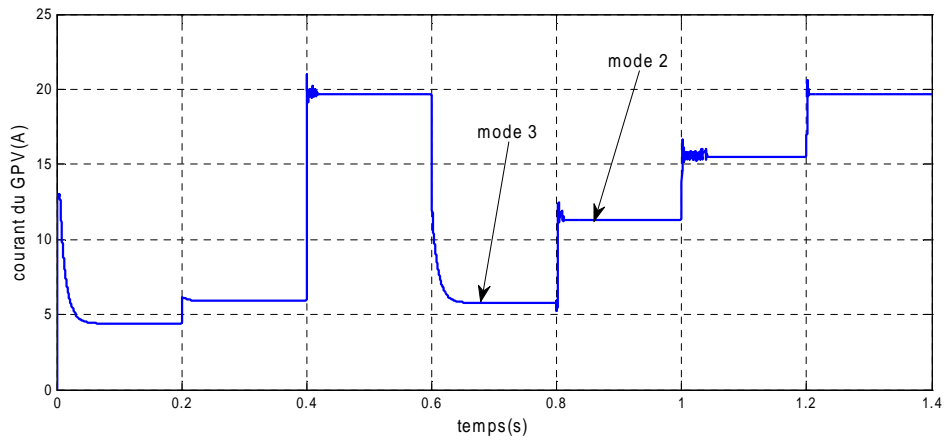


Fig (4-16) : courant du générateur photovoltaïque PV

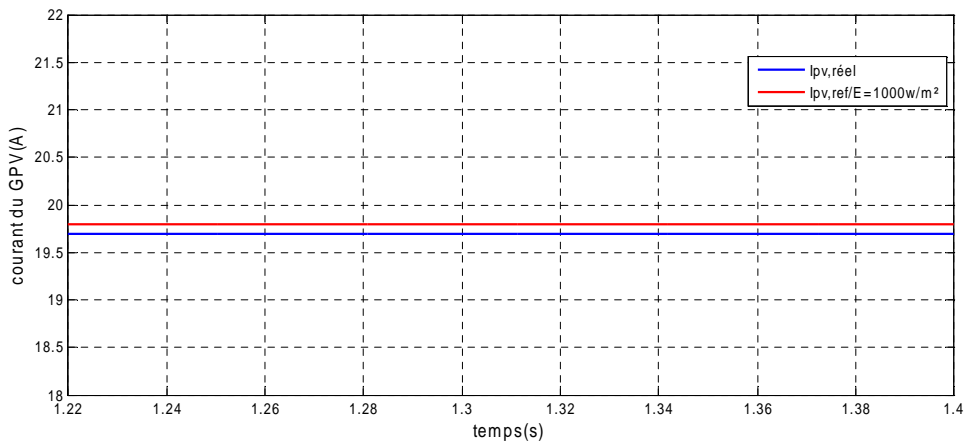


Fig (4-17) :Zoom du courant de référence du GPV en mode 1 (MPPT)

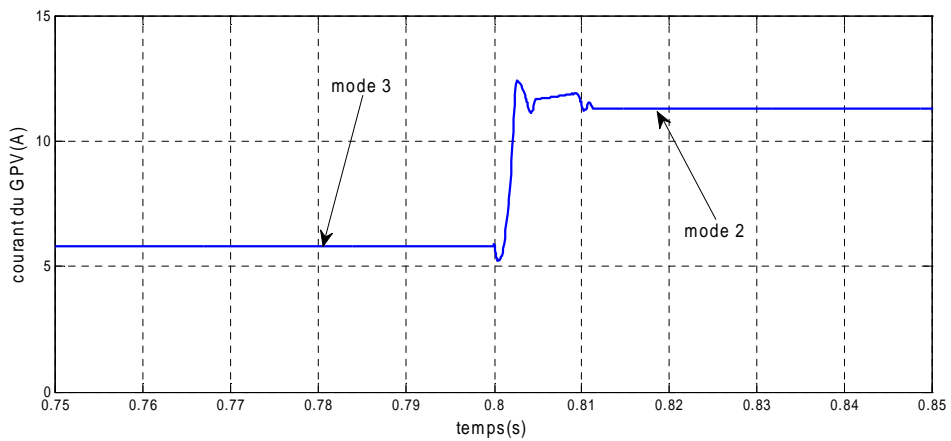
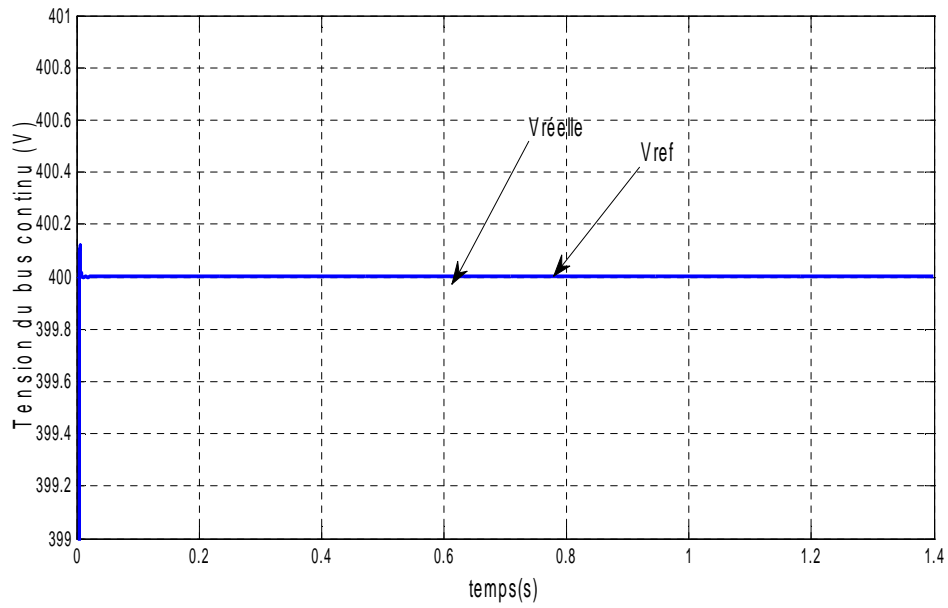
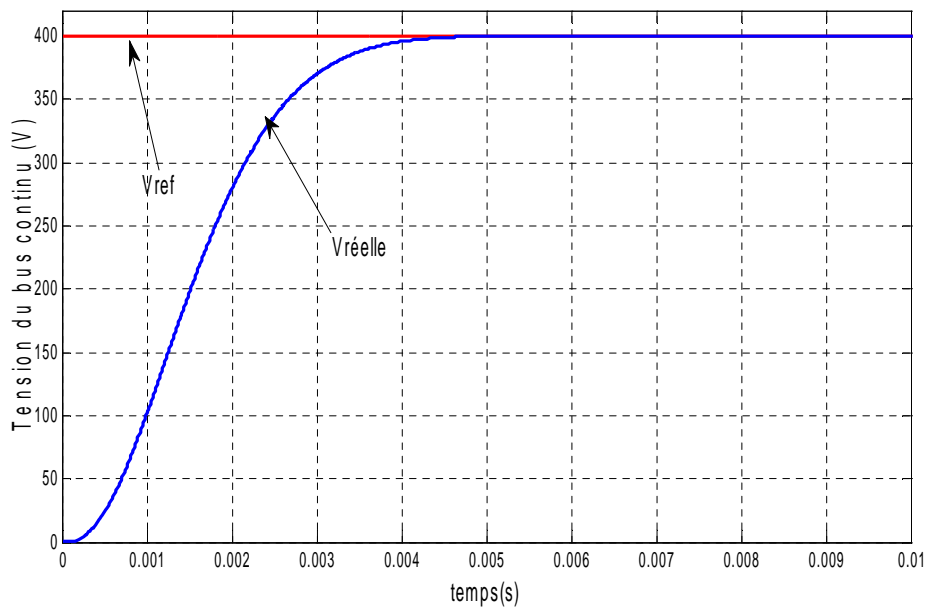


Fig (4-18) :Zoom passage du mode 3 au mode 2



Fig(4-11) : tension du Bus continu.



Fig(4-12) Zoom de La tension du Bus continu

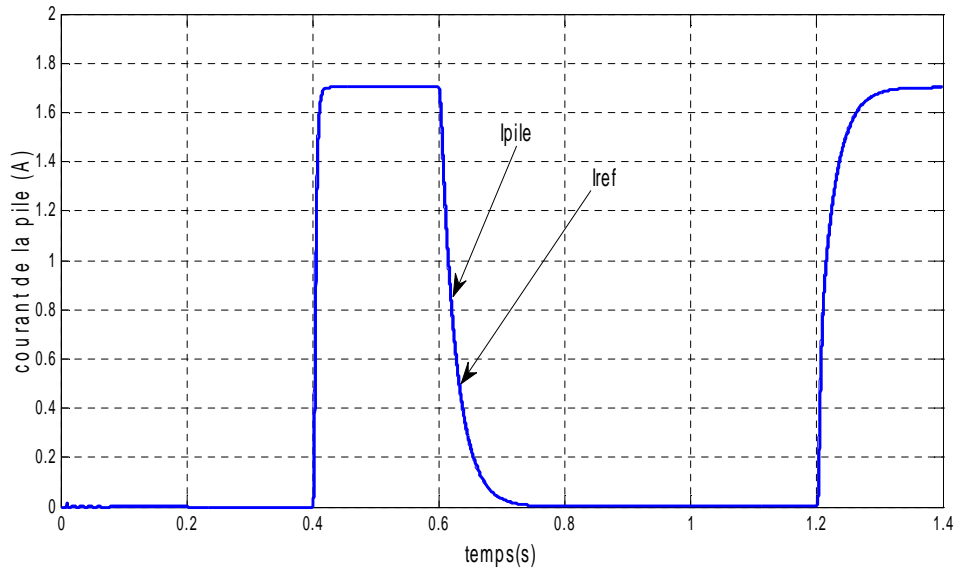


Fig (4-19) : courant de la Pile à combustible

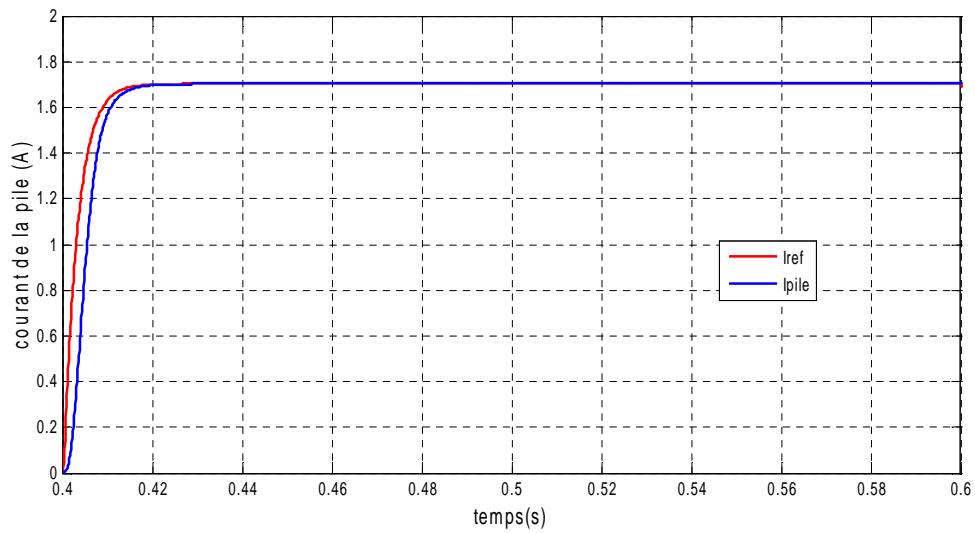


Fig (4-20) :Zoom du courant de la pile à combustible

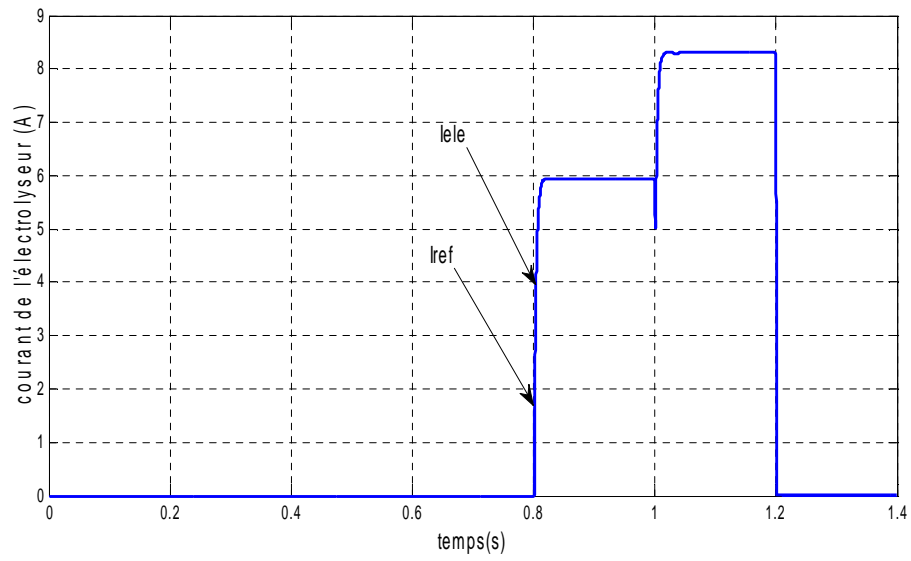


Fig (4-21) : courant de l'électrolyseur

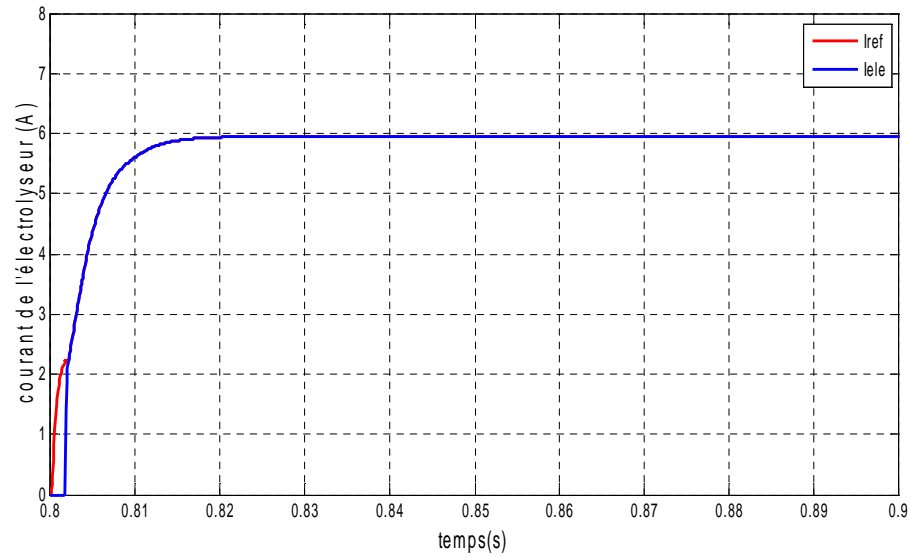


Fig (4-22) :Zoom du courant d'électrolyseur

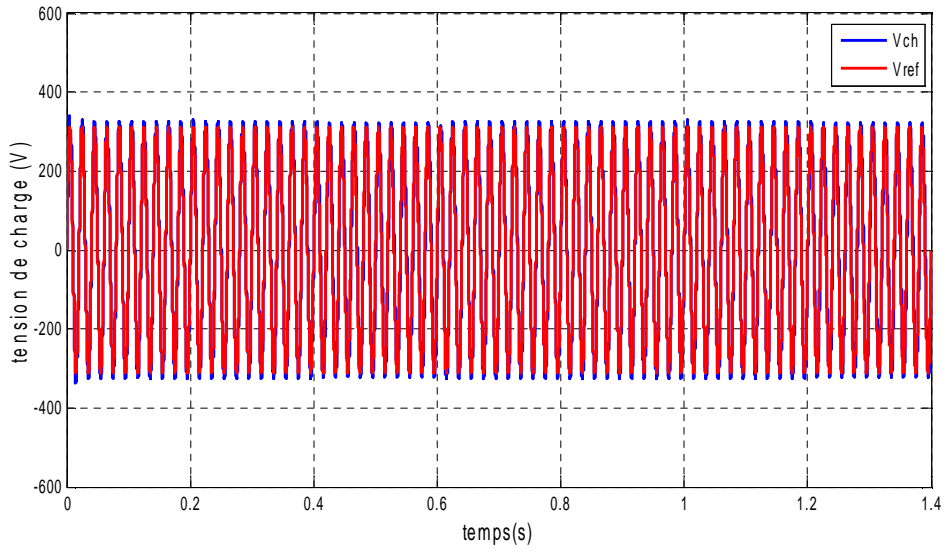


Fig (4-23) : la tension de la charge

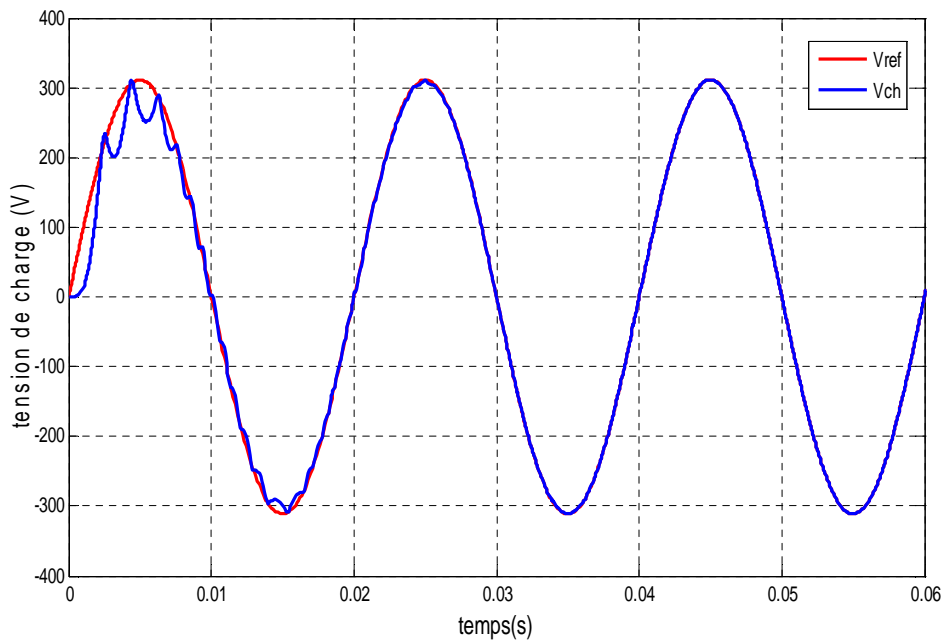


Fig (4-24) :Zoom tension de la charge

Caractéristiques physiques :

- Sur les figures (4-27) ,(4-28) sont visualisées les débits d'hydrogène et d'oxygène consommés /stockés le système (pile- électrolyseur) ,alors que les figures (4-25) et (4-26) décrivent la régulation de la température de la pile

A cet effet, les points suivants sont extraits :

1. La pile et l'électrolyseur fonctionnent en complémentarité.
2. Le fonctionnement en mode 1 entre (0.4-0.6s) produit une consommation notable de H_2 et O_2 par la pile .
3. Le fonctionnement en mode 2 entre (0.8-1.2s) permet de récupérer une partie importante des gaz (H_2 et O_2)produits par l'électrolyseur.
4. Une bonne régulation de la température de la pile autour de sa référence (35°C) a été concrétisé par le régulateur PI ajouté, et ou la température rejoint sa référence avec un temps de réponse de 0.03s.

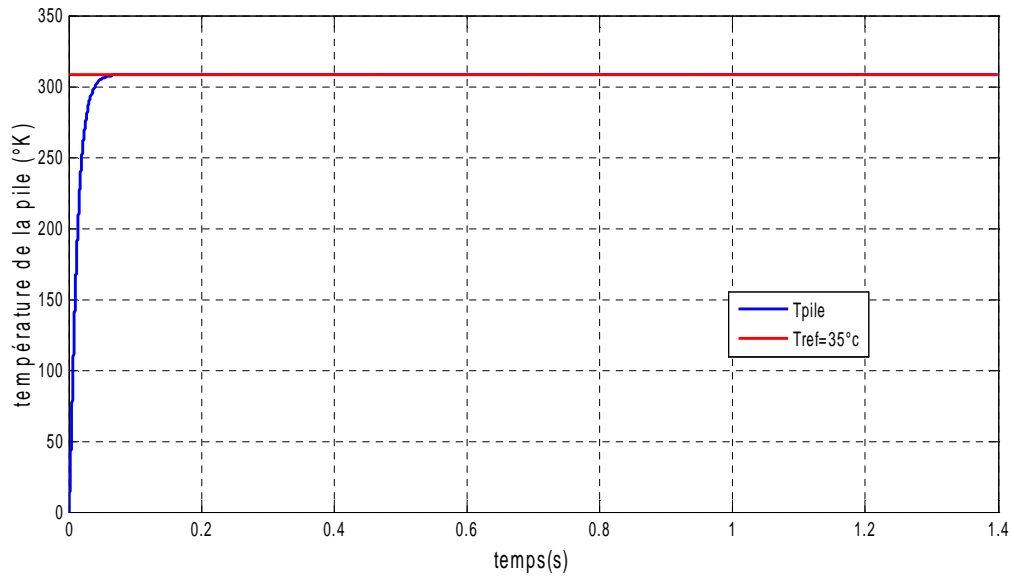


Fig (4-25) :la température de la pile à combustible

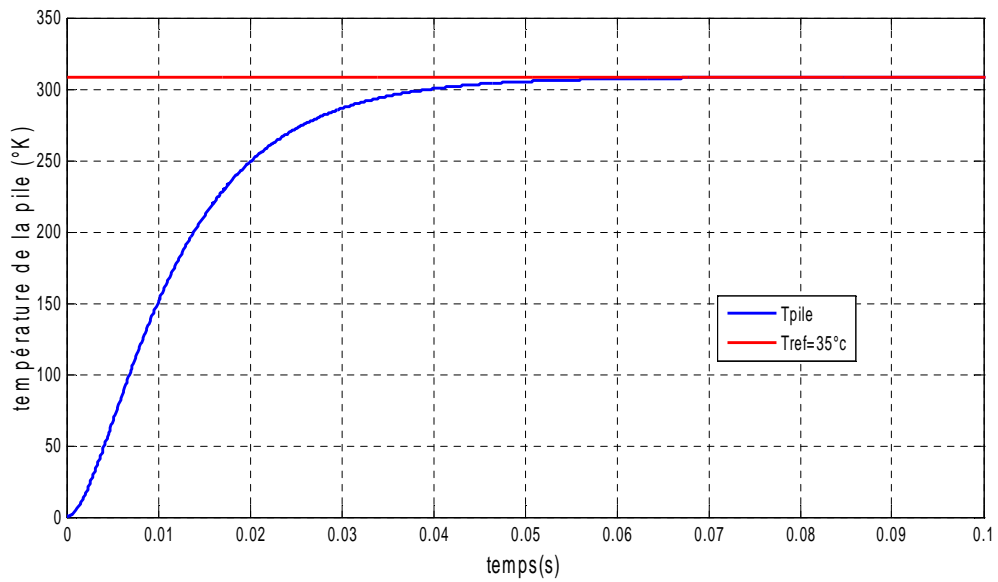


Fig (4-26) : Zoom de la température de pile

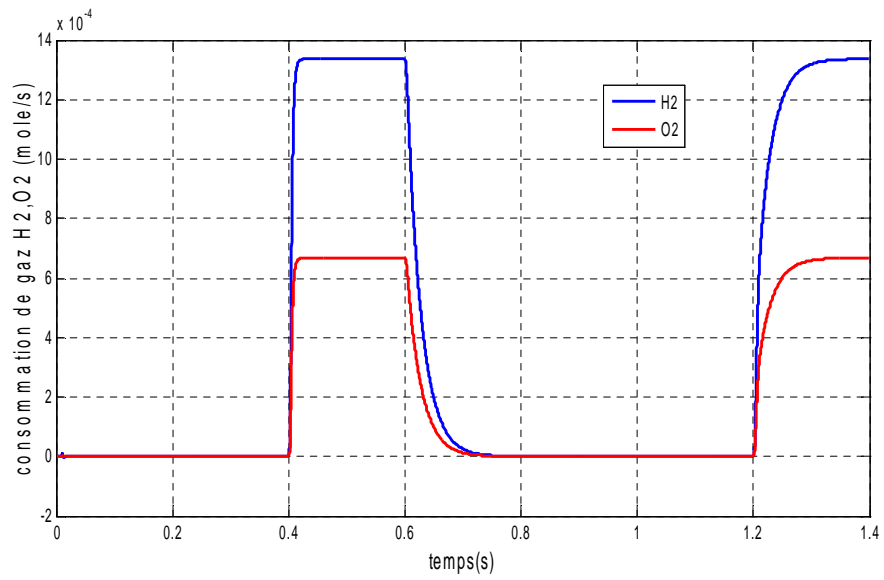


Fig (4-27) : Consommation de gaz (H_2, O_2) de la pile à combustible

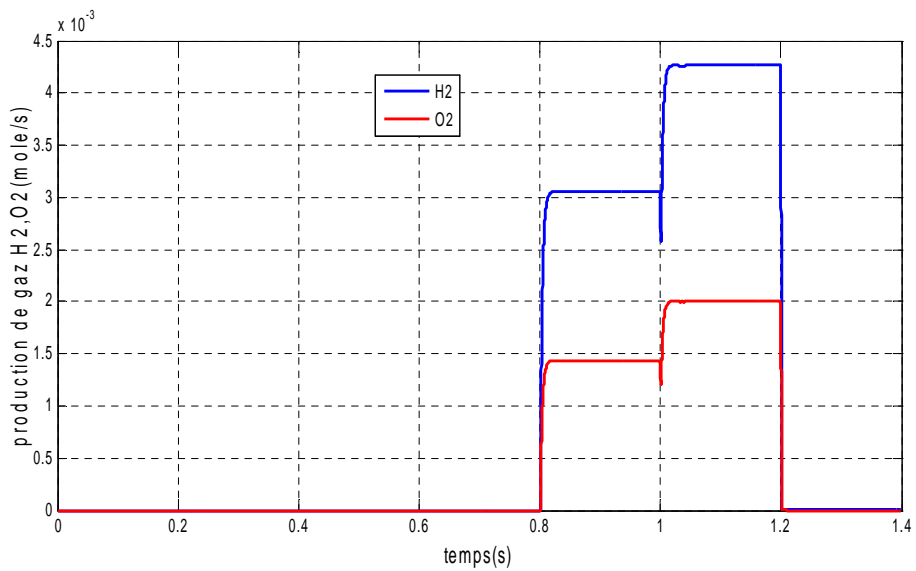


Fig (4-28) : production de gaz (H_2, O_2) par l'électrolyseur

Caractéristiques de commande :

Sur les figures (4-29), (4-30), (4-31), (4-32) et (4-34) sont montrées les allures des rapports cycliques des différents convertisseurs statiques utilisées, alors que la figure (4-33) montre le flux d'échange à l'extérieur correspondant à la régulation de la température de la pile .de ce fait ,on remarque que :

1. Lors du passage du mode 3 (régulation) au mode 1 (MPPT) , le rapport cyclique de l'hacheur boost du GPV augmente de 0.38 à 0.48 (voir la figure (4-29)) et lors du basculement inverse baisse . Cela confirme l'aptitude de l'hacheur boost fonctionnant en MPPT, qui produit une impédance équivalente d'entrée égale à $R_{ch}(1- \alpha^2)$.d'où au passage du mode 3 à mode 1 (point B au point C) , l'impédance doit diminuer ,ce qui revient à augmenter le rapport cyclique α .
2. Le rapport cyclique de l'hacheur dévolteur lié à l'électrolyseur évolue en fonction de la puissance consommée par l'électrolyseur et ce pour garder la tension du bus continu constante.
3. La tension de commande de l'onduleur monophasé issue du régulateur par Backstepping présente une modulation sinusoïdale, avec un indice de modulation de 0.73 et une fréquence de 50 HZ ,ce qui permet de reproduire la même allure en sortie .

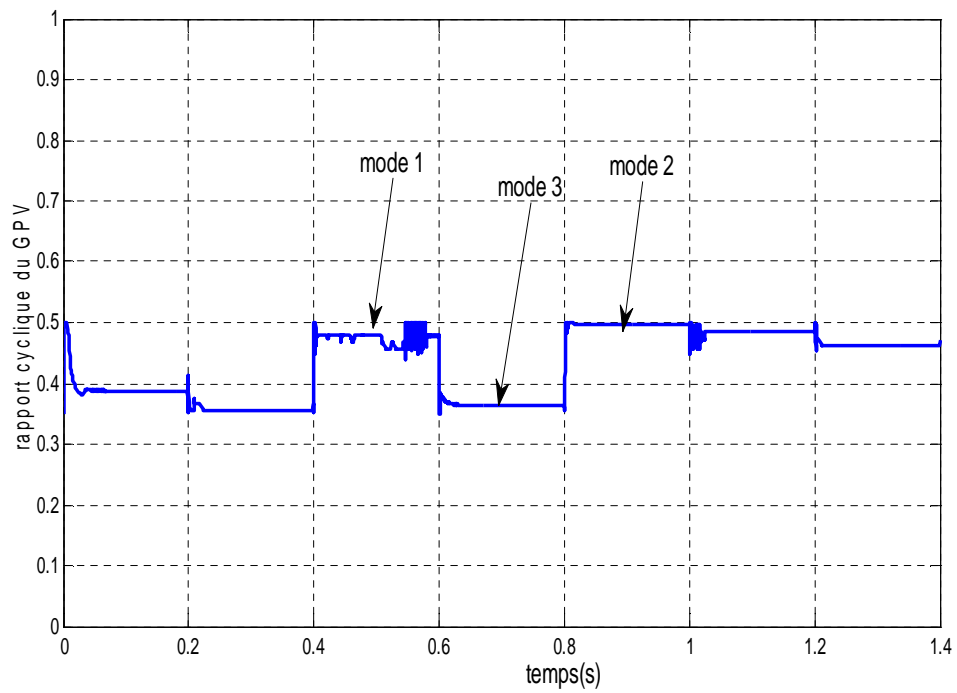


Fig (4-29) : le rapport cyclique de l'hacheur survolteur lié au PV.

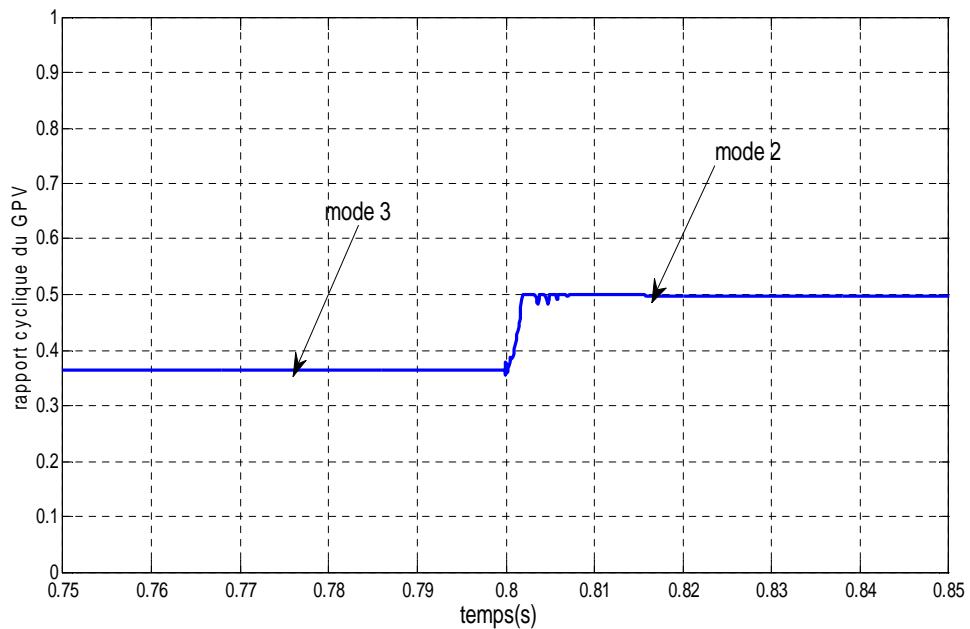


Fig (4-30) :Zoom passage de mode 3 au mode 2

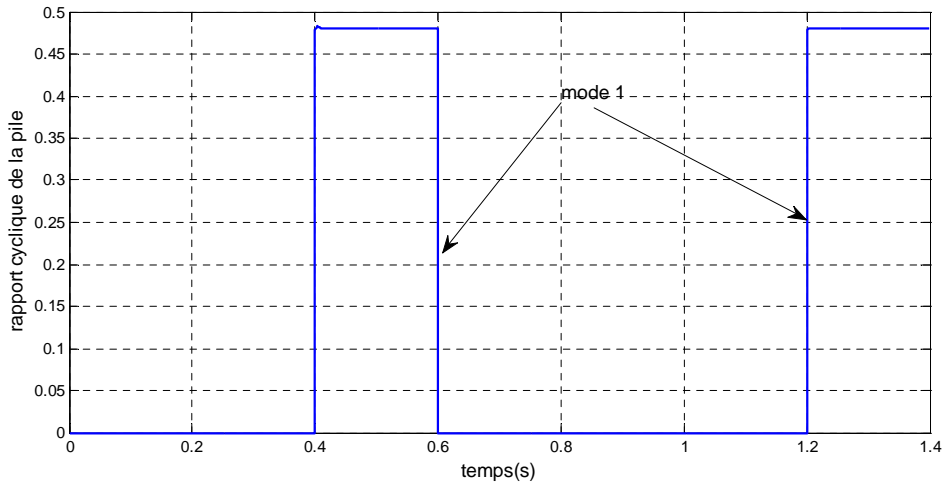


Fig (4-31) :le rapport cyclique de la pile à combustible

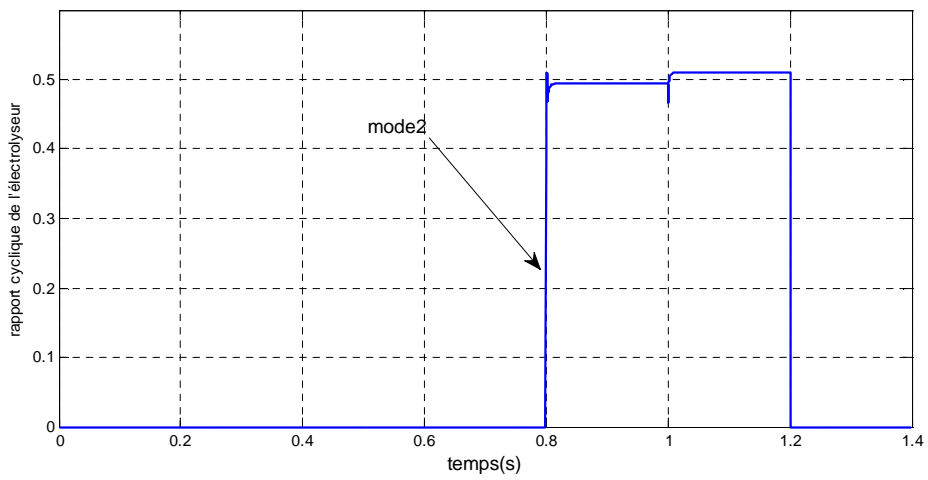


Fig (4-32) :le rapport cyclique de l'électrolyseur

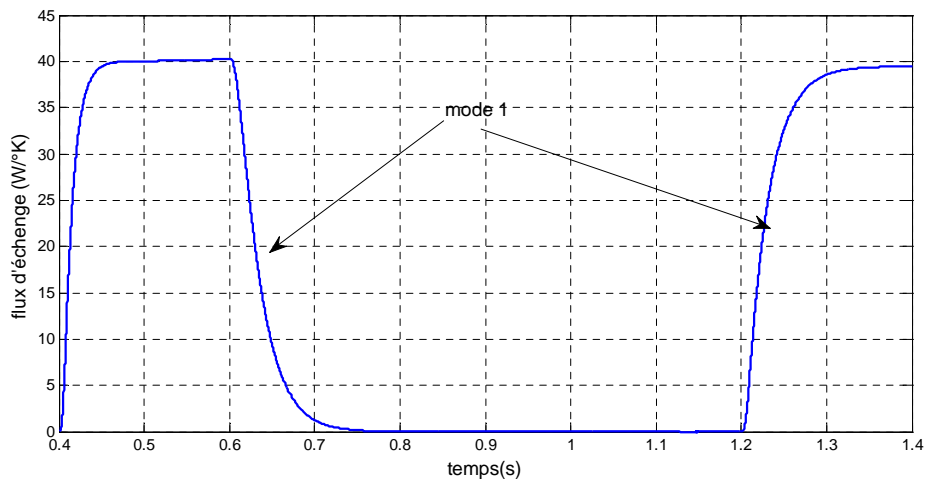


Fig (4-33) :Le flux d'échange

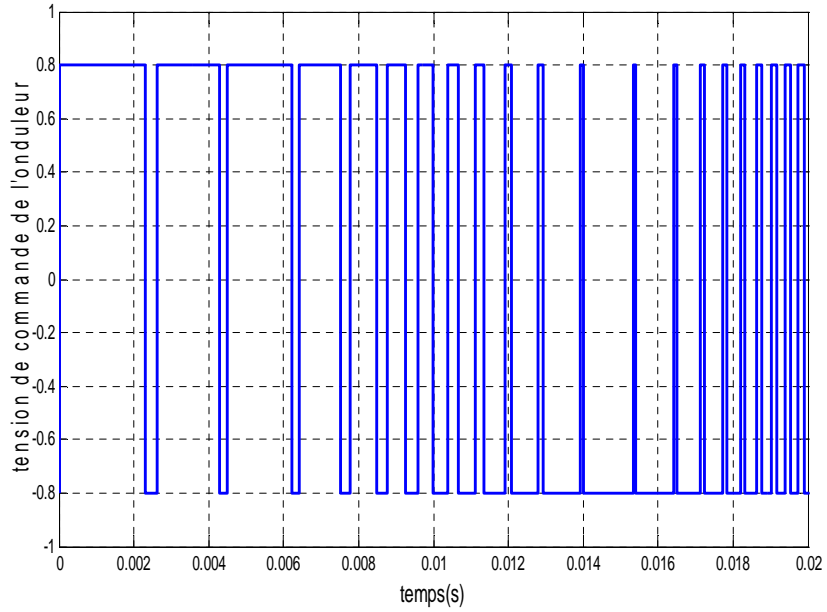


Fig (4-34) : tension de commande de l'onduleur

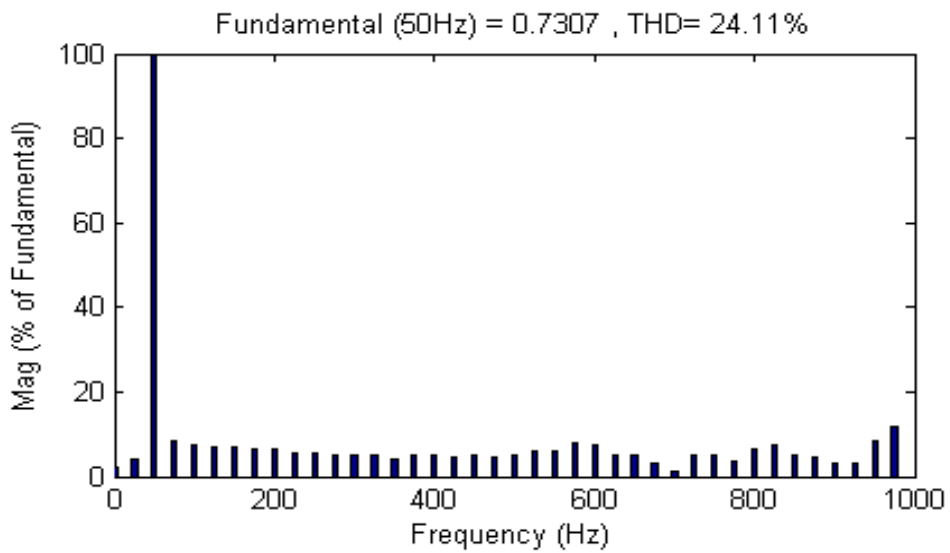


Fig (4-35) : analyse spectral de la tension de commande de l'onduleur

4-5 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté le principe d'un gestionnaire d'énergie intelligent, ainsi que les performances du système issues des lois de commande proposées.

Les résultats de simulation sont satisfaisants, et permettent un contrôle adéquat d'un tel système.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Dans le présent travail, on a présenté une commande optimal d'un système de génération photovoltaïque, destiné à l'électrification d'un ensemble de foyers .Le travail a ciblé de gérer un écoulement de puissance optimum , et ce suivant un profil de charge donné.

De ce fait, un ensemble de conclusion ont été déduites :

1. Le superviseur d'énergie proposé a prouvé une efficacité notable, et ce par la permutation souple des différents modes de fonctionnement.
2. Le régulateur MPPT flou a permis un suivi adéquat de la puissance maximale du générateur photovoltaïque, avec une oscillation moindre autour de sa référence.
3. Les régulateurs par lyapounov et par backstepping ont démontré une robustesse notable vis-à-vis la variation des modes de fonctionnement et de la charge.
4. L'utilisation d'un électrolyseur a permis de produire dans les heures creuses de l'hydrogène renouvelable, comblant la consommation dans les heures de pointes.

Ainsi, le présent travail ouvre un ensemble de perspectives à citer :

- ❖ Réalisation d'un banc d'essai à partir des résultats de simulation pour compléter le travail et concrétiser ce projet sur site.
- ❖ envisager une inclinaison variable des panneaux, permettant de maximiser la production du champ selon le mois considéré.
- ❖ L'intégration d'un modèle de batterie. Cette dernière sera utilisée en transitoire.

Références Bibliographiques

Références Bibliographiques

- [1] Nature, 1^{ère} novembre 2002, p.981
- [2] EurObserv'ER," Seventh inventory of worldwide electricity production from renewable energy source ", 2005.
- [3] Multon B ,"Ressources énergétiques et consommation Humaine d'énergie ", Techniques de l'ingénieur ,traité D3900
- [4] EurObserv'ER," le baromètre européen 2005 des énergies Renouvelables " ,5^{ème} bilan ,système solaire ,n°165 à170 ,2005
- [5] S. Moussa, A. Kaabèche et M. Belhamel, « Evaluation des Performances d'un Système Hybride de Production d'Electricité - Fourniture d'énergie électrique sans interruption au moyen d'un système hybride (solaire, éolien, et diesel) totalement autonome », Revue des Energies Renouvelables, pp : 247-250, 1999
- [6] M. Belhamel, S. Moussa et A. Kaabeche, « Production d'Electricité au Moyen d'un Système Hybride (Eolien- Photovoltaïque -Diesel) », revue des énergies renouvelables, pp.49-54, 2002.
- [7] A. El Khadimi, L. Bchir et A. Zeroual, « Dimensionnement et optimisation technico-économique d'un système d'énergie hybride photovoltaïque - éolien avec système de stockage », Revue des Energies Renouvelables, Vol. 7, pp : 73-83, (2004)
- [8] D. Koussa, M. Alem et M. Belhamel, « Système Hybride (Eolien, Solaire) pour l'Alimentation électrique d'une Charge à usage Domestique », Revue des Energies Renouvelables, pp :1-8, 2002.
- [9] I.Vechiu. « Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome», Thèse de doctorat de l'université du Havre, 2005.
- [10] O.Gergaud. « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolienne et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », Thèse de doctorat de l'école normale supérieur de cachant, France, 2002.
- [11] L. leclerc, «Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes ». Thèse de Doctorat, université de Lille 2004.
- [12] Abou El-Maaty Metwally Metwally Aly Abd El-Aal. «Modelling and simulation of a photovoltaic fuel cell hybrid system », Thèse de doctorat de l'Université de Kassel, Germany, 2005.
- [13] Busquet S, 'Étude d'un système autonome de production d'énergie couplant un champ photovoltaïque, un électrolyseur et une pile à combustible : réalisation d'un banc d'essai et modélisation', thèse de l'Ecole des Mines de Paris, CEP, Sophia Antipolis, soutenue en décembre 2003
- [14] BETKA Achour, «Optimisation d'un système de pompage photovoltaïque

- au Fil de Soleil ,thèse de Magister ,université de Biskra,1997
- [15] Photowatt:http://www.photowatt.com/products/pdf_products/PDF_PRODUCTS_118.pdf.
- [16] Busquet S & al., 'A new approach to empirical electrical modelling of a fuel cell, an électrolyser or a regenerative fuel cell', Journal of Power Sources, Vol. 134, pp. 41-4 2004.
- [17] Mohd Saifuzam Jamri and Tan Chee Wei," Modeling and Control of a Photovoltaic Energy System Using the State-Space Averaging Technique", Department of Power Electronics and Drives, Faculty of Electrical Engineering, University Tekikal Malaysia Melaka, Malaysia, American Journal of Applied Sciences 7 (5): 682-691, 2010
ISSN 1546-923
- [18] Ropp, M.E. and S. Gonzalez, 2009. Development of a MATLAB/simulink model of a single-phase grid- connected photovoltaic system. IEEE Trans. Energy Convers., 24: 195-202. DOI: 10.1109/TEC.2008.2003206
- [19] Theocharis, A.D., A. Menti, J. Miliias-Argitis and T. Zacharias, 2005. Modeling and simulation of a single-phase residential photovoltaic system. Proceeding of the IEEE Russia Power Tech, June 27-30, IEEE Computer Society, St. Petersburg, pp: 1-7. DOI: 10.1109/PTC.2005.4524407
- [20] Julien LABBÉ, "L'HYDROGENE ELECTROLYTIQUE COMME MOYEN DE STOCKAGE D'ELECTRICITE POUR SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES ISOLEES", thèse de doctorat, Mine PARIS, 21 Décembre 2006.
- [21] Melle LALOUNI Sofia," ETUDE, COMMANDE ET SIMULATION D'UNE CHAÏNE HYBRIDE (PHOTOVOLTAÏQUE-EOLIENNE) DE PRODUCTION D'ENERGIE ELECTRIQUE, these de doctorat, Université A.MIRA-BEJAIA
- [22] Shell Solar, fiche d'information produit, Shell SM 110-24 Module Solaire Photovoltaïque, société Royale Dutch Shell, Munich, Germany 2003. Site web: www.shell.com/solar
- [23] O. Ulleberg, "Stand alone power systems for the future: optimal design, operation and control of solar-hydrogen energy systems", Ph. D. dissertation, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 12/1998.
- [24] Armstrong, S. and W.G. Hurley, 2004. Self-regulating maximum power point tracking for solar energy systems. Proceeding of the 39th International Universities Power Engineering Conference, Sept. 6-8, University of the West of England (UWE), Bristol, UK., pp:13391350.<http://cat.inist.fr/?aModele=afficheN&cpsidt=17707259>
- [25] P. Wolfs, S. Senini, «A low cost high efficiency inverter for photovoltaic application», Australian universities power engineering conference, AUPEC, Australie, pp: 1-6, septembre 2002.

- [26] G. Walker, «Evaluation MPPT converter topologies using a matlab pv model», Australian universities power engineering conference, AUPEC, Australie, pp:1-6 septembre 2002.
- [27] A. Labouret, M. Viloz, «Energie solaire photovoltaïque (Le manuel du professionnel) », édition DUNOD, août 2003, Paris (France).
- [28] S. Yuvarajan, Dachuan Yu, Shanguang Xu, «A novel power converter for photovoltaic applications», Journal of Power Sources, vol: 135, N°: 1, pp: 327-331, 2004.
- [29] Z.d. Zhong, H.b Huo,. X.j Zhu,. G.y. Cao, Y Ren, «Adaptive maximum power point tracking - control of fuel cell power plants», Journal of Power Sources, vol: 176, N°: 1, pp: 259-269,2008.
- [30] A.C. Postor, «Evaluation comparative de chargeurs de batteries pour systèmes photovoltaïque», Projet de fin d'études, université Toulouse, septembre 2002.
- [31] S. Astier, B.Dakyo, « Les systèmes photovoltaïques autonomes non embarqués pour la production d'énergie électrique», Journées EEA, Paris (France) janvier 1999
- [32] H.E.-S.A. Ibrahim, F.F. Houssiny, H.M.Z.El-Din, M.A. El-Shibini,«Microcomputer controlled buck regulator for maximum power point tracker for DC pumping system operates from photovoltaic system», Proceedings of the IEEE International Conference on Fuzzy Systems FUZZ IEEE'99, pp: 406-411, 22-25 janvier 1999.
- [33] T. Noguchi, S. Togashi, R. Nakamoto, «Short-current pulse-based adaptive maximum power point tracking for a photovoltaic power generation system», Proceedings of the IEEE International Symposium on ISIE 2000, 2000, pp.157 – 162.
- [34] M.A.S. Masoum, H. Dehbonei, E.F.Fuchs, «Theoretical and experimental analyses of photovoltaic systems with voltage and current-based maximum power point tracking», IEEE Transaction on Energy Conversion, vol. 17, N°: 4, pp: 514-522, 2002.
- [35] K. Nishioka, N.Sakitani, K.Kurobe, Y. Yamamoto, Y. Ishikawa , Y. Uraoka, T.Fuyuki, «Analysis of the temperature characteristics in polycrystalline Si solar cells using modified equivalent circuit model», Journal Appliqué de physique, vol. 42, pp: 7175-7179, 200.
- [36] V. Salas, E. Olias, A. Barrado, A. Lazaro, «Review of the Maximum Power Point Tracking Algorithms for Stand-Alone Photovoltaic Systems», Solar Energy Materials & Solar Cells, vol: 90, N°: 11, pp: 1555 –1578, 2006.
- [37] Hurng-Liahng Jou, Wen-Jung Chiang, Jinn-Chang Wu, «A novel maximum power point tracking method for the photovoltaic system, conference international PEDS, pp: 619-623,2007.
- [38] S .Lalouni , D. Rekioua , T.Rekioua , E. Matagne “Fuzzy logic control of stand-alone photovoltaic system with battery storage”, Journal of Power

- Source, vol. 193, N°: 2, pp: 899–907, 2009.
- [39] Ammasai Gounden, Sabitha Ann Peter, Himaja Nallandula and S. Krithiga, «Fuzzy logic controller with MPPT using line-commutated inverter for three-phase grid connected photo-voltaic systems», *Renewable Energy*, Vol: 34, N°:3, pp: 909-915, 2009.
- [40] P.Siarry, F. Guely, «A genetic algorithm for optimizing Takagi-Sugeno fuzzy rule bases», *Fuzzy sets system*, vol: 99, N°: 1, pp: 37 – 47, 1998.
- [41] Drid. S, A. Makouf, Nait-Said M.S. and Tadjine. M, “The Doubly Fed Induction Generator Robust Vector Control Based on Lyapunov Method”. *Transactions on Systems, Signals & Devices* Vol. 4, No. 2, pp. 1-13, 1861-5252/ c 2009 TSSD.
- [42] CHEIKH, Ridha, « commande robuste de la génératrice à induction double alimentée », these de magistère , univ Biskra, 24/02/2011.
- [43] YAHIA Khaled, « Estimation en ligne de l'état et des paramètres du moteur asynchrone triphasé », these de magistère, univ de Biskra, 04/07/2005.
- [44] Drid. S, Tadjine. M, and Naït-Saïd. M S, “On Robust Backstepping Vector control for the Doubly Fed Induction Motor,” *IET Control Theory & Applications*, vol.1,n°4, July 2007.
- [45] Kodjo Agbossou, Mohanlal Kolhe, Jean Hamelin and Tapan K. Bose, “Performance of a Stand-Alone Renewable Energy System Based on Energy Storage as Hydrogen”, *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 19, no. 3, pp. 633-640, September 2004.
- [46] Lotfi KRICHEN, “Modeling and Control of a Hybrid Renewable Energy Production Unit”, *ICGST-ACSE Journal*, Volume 7, Issue 1, May 2007, University of Sfax, National School of Engineering, Department of Electrical Engineering BP W, 3038, Sfax, Tunisia, lotfi.krichen@enis.rnu.tn.
- [47] Iqbal M.T., “Simulation of a small wind fuel cell hybrid energy system”, *Renewable Energy* 2003; 28(4).
- [48] El-Shatter ThF, Eskandar MN, El-Hagry MT., “Hybrid PV/fuel cell system design and simulation”, *Renewable Energy* 2002; 27(3).
- [49] S. Arul Daniel and N. Ammasai Gounden, “A Novel Hybrid Isolated Generating System Based on PV Fed Inverter-Assisted Wind-Driven Induction Generators”, *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 19, no. 2, pp. 416-422, June 2004.
- [50] S. Busquet, C.E. Hubert, J. Labbé, D. Mayer, R. Metkemeijer, “A New Approach to Empirical Electrical Modelling of a Fuel Cell, an Electrolyser of a Regenerative Fuel Cell”, *Journal of Power Sources*, 134, 2004, pp. 41-48.
- [51] S. Busquet, R. Metkemeijer, P. Leroux, D. Mayer, “Stand-alone power system coupling a PV field and a fuel cell : Experimental results of the FC system”, *Proceedings of the France-Deutschland Fuel Cell Conference 2002*, October 7th to 10th 2002, Forbach Saarbrücken, pp. 85-92, 2002.
- [52] Y. Tiam Tan, D. S. Kirschen, N. Jenkins, “A Model of PV Generation Suitable for Stability Analysis”, *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 19, no. 4, pp. 748- 755, December 2004.
- [53] A. Boucayrol, Ph. Delarue, X. Guillaud, “Power strategies for maximum control structure of a wind energy conversion system with a synchronous machine”, *Renewable Energy*, Vol. 30, pp. 2273- 2288, 2005.
- [54] J. Devishree, P. Anbalagan, J. Rathinavel and S. Senthil, “An Improved Photovoltaic Power Supply System with Tracking”, *ICGST, DSP Journal*, Volume 6, Issue 1, September, 2006
- [55] T. Senjyu, T. Nakaji, K. Uezato and T. Funabashi, “A Hybrid Power

- System Using Alternative Energy Facilities in Isolated Island”, IEEE Trans. Energy Conversion, vol. 20, no. 2, pp. 405-411, June 2005.
- [56] B. S. Borowy and Z. M. Salameh, “Methodology for Optimally Sizing the Combination of a Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System”, IEEE Trans. Energy Conversion, vol. 11, no. 2, pp. 367- 375, June 1996.
- [57] Gabriel BUCHE,”Commande vectorielle de Machine asynchrone en environnement temps reel Matlab/Simulink “.memoire pour l’obtention d’ingénieur C .N.A.M en automatisme,C.R.A.GRENOBLE((C.U.E.FA).
- [58] Fernando Valenciaga and Paul F. Puleston,” Supervisor Control for a Stand-Alone Hybrid Generation System Using Wind and Photovoltaic Energy”, IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, VOL. 20, NO. 2, JUNE 2005.
- [59] F Valenciaga, P. F. Puleston, and P. E. Battaiotto, “Power control of a photovoltaic array in a hybrid electric system using sliding mode techniques,” Proc. Inst. Elect. Eng., Contr. Theory Appl., vol. 148, no. 6, pp. 448–455, Nov. 2001.
- [60] P. F. Puleston, R. J. Mantz, P. E. Battaiotto, and F. Valenciaga, “Sliding mode control for efficiency optimization of wind energy systems with double-output induction generator,” Int. J. Energy Res., vol. 24, no. 1, pp. 77–92, 2000.
- [61] F. Valenciaga, P. F. Puleston, and P. E. Battaiotto, “A VSS control design method based on a differential geometric approach. Application to a wind energy conversion subsystem,” Proc. Inst. Elect. Eng., Contr. Theory Appl..
- [62] | K. Ro and S. Rahman, “Two loop controller for maximizing performance of a grid—connected photovoltaic fuel cell hybrid power plant,” IEEE Trans. Energy Convers., vol. 13, no. 3, pp. 276–281, Sep. 1998.
- [63] A. Braunstein and Z. Zinger, “On the dynamic optimal coupling of a solar cell array to a load and storage batteries,” IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-100, no. 3, pp. 1183–1188, 1981.

RESUME

Le présent travail présente une étude systématique et détaillée de la commande optimale d'un système de génération photovoltaïque hybride à base de la pile à combustible.

L'objet traite la conception d'un superviseur d'énergie intelligent pour les différents modes de fonctionnement, alors que la commande des divers étages de conversions a été effectuée via les techniques d'intelligence artificielle

Cette étude a permis de prédire les performances du système avant de l'installer sur site.

Mots -clés : générateur photovoltaïque, pile à combustible, superviseur intelligent, logique flou, backstepping.

ملخص

هذا العمل يمثل دراسة مفصلة لتحكم مثالي لنظام تغذية بالطاقة الشمسية مزود ببطارية وقودية الاحتراق, العمل المنجز بهدف إلى تصميم منظم ذكي للطاقة يسمح بتعيين الصيغة المناسبة للتشغيل ، بالإضافة إلى إدراج أنظمة التحكم جميع مكونات النظام باستعمال الذكاء الاصطناعي. العمل المنجز يسمح بمعرفة خصائص النظام قبل تركيبه في الموقع.